



Board of Directors

Wilbert H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer
Petro-Canada
Calgary

Donald S. Harvie
Deputy Chairman of the Board
Petro-Canada
Chairman
The Devonian Group of
Charitable Foundations
Calgary

Marshall A. Cohen
Deputy Minister
Energy, Mines and Resources
Ottawa

J. Claude Hébert
Business Consultant
Montreal

Andrew Janisch
President and Chief Operating
Officer
Petro-Canada,
Calgary

David McD. Mann
Partner
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow
Halifax

Thomas K. Shoyama
Professor
Victoria

Ian A. Stewart
Deputy Minister
Finance
Energy, Mines and Resources
Ottawa

Paul M. Tellier
Deputy Minister
Indian and Northern Affairs
Ottawa

Officers

Wilbert H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer

Andrew Janisch
President and Chief Operating
Officer

Joel I. Bell
Senior Vice-President
Finance and Planning

Sam Stewart
Senior Vice-President
Athabasca Development

Donald M. Wolcott
Senior Vice-President
Petroleum Products and Development

Robert A. Meneley
Group Vice-President
Exploration

James M. Stanford
Group Vice-President
Production

V. Glenn Sundstrom
Group Vice-President
Marketing and Manufacturing

Kenneth G. Donald
Vice-President, Coal

Fred B. Grant
Treasurer

Stephen D. Lathrop
Vice-President, Manufacturing

William Morrow
Vice-President and Controller

David P. O'Brien
Vice-President and General
Counsel

James C. Scott
Vice-President
Exploration — International

James Scurr
Vice-President
Human Resources and Corporate
Administration

Robert S. Vincent
Vice-President
Downstream Development

Head Office

P.O. Box 2844
Calgary, Alberta
T2P 3E3
403-232-8000
Telex: 03825753

Major Subsidiary:
Petro-Canada Exploration Inc.

Auditors

Peat, Marwick, Mitchell & Co.
Calgary, Alberta
Canada

March 31, 1981

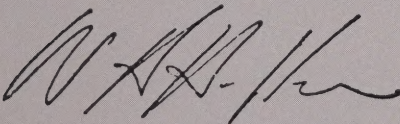
The Honourable Marc Lalonde, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors I am pleased to present the 1980 Petro-Canada Annual Report for the fiscal year ended December 31, 1980.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the Consolidated Balance Sheet and related statements together with the auditor's report.

Yours sincerely,



W.H. HOPPER
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer



The Year in Review

The twelve months of 1980 were among the most exciting and eventful ever for Petro-Canada.

The Corporation was given a renewed mandate during the year in its dual strategy of exploration and development in the frontiers and oil sands, supported by a strong and financially successful Western Canadian exploration, production and marketing operation.

The result was to provide significant encouragement to the Corporation's staff as Petro-Canada moved into high gear in 1980 in all its development projects. The renewed mandate signalled the go-ahead for a continued aggressive and competitive pursuit of all the Corporation's diverse activities, from wildcat drilling off the coast of Labrador to the expansion of production facilities in northeastern British Columbia.

It also enabled Petro-Canada to continue attracting the highest levels of expertise and talent from all quarters of the Canadian and international oil industry.

As a result Petro-Canada has been able to achieve — in only five short years since its inception — the establishment of a first-class team of petroleum industry professionals of which Canada can be justly proud.

Financial Results

Financially, the Corporation continued during 1980 to generate significant funds for reinvestment in

(This page) Exploration in Western Canada played an important part in the Corporation's activities

(Opposite) Tank farm at Taylor, British Columbia, refinery.



the pursuit of secure future energy supplies for Canadians. Funds provided from operations were \$457.5 million, an increase of \$99.8 million compared with the 1979 figure of \$357.7 million. The Government of Canada contributed a further \$80.0 million to the Corporation's funds and \$19.9 million was received for natural gas paid for but not taken at December 31, 1980, to bring total sources of working capital for 1980 to \$557.4 million. Capital expenditures accounted for \$439.5 million. Of this amount, \$190.0 million or 43.2 per cent, was devoted to long-term or high-risk projects in frontier exploration or in oil sands and heavy oil development.

In spite of such a high level of investment in projects with delayed financial returns, Petro-Canada continued to show increased profits in 1980, although some sectors — notably gas sales — were disappointing. Net earnings for the year, after preferred share dividends, were \$55.7 million, an increase of 84.4 per cent compared with 1979 earnings of \$30.2 million.

1980 Highlights:

The wide range of activities carried out by Petro-Canada in 1980 affords a clear indication of the impact the Corporation is making on Canadian energy development. Projects were undertaken from St. John's, Newfoundland, to Victoria, British Columbia; from the frontiers of exploration off the east coast to the frontiers of technology in heavy oil recovery and processing research; from environmental studies in the Arctic to the important work of producing, processing and distributing hydrocarbon fuels.

In 1980 Petro-Canada:

- conducted a three-drillship exploration program in the Labrador Sea, establishing itself as a major Canadian operating presence in the frontier waters offshore.
- participated in the delineation drilling of the 1979 Hibernia oil discovery as well as wildcat exploration at other Grand Banks locations and further north off the Labrador coast.
- participated in the drilling of three wells in the Arctic Islands, including the Char gas discovery and the evaluation of the 1979 Whitefish gas discovery.
- conducted an aggressive exploration program in Western Canada resulting in the discovery of two new oilfields and in the addition of large new volumes of natural gas to the Corporation's reserves.
- participated in the drilling of 501 oil and gas wells in Western Canada, of which Petro-Canada operated 327.
- began work on an application to construct Canada's fourth oil sands mining plant in partnership with Nova, an Alberta Corporation.
- continued as the operator of two innovative oil sands projects near Fort McMurray, Alberta: one to test the use of electricity and steam as a new technique of in-situ oil sands recovery; the other to test a new mining technique using horizontally drilled, steam-stimulated wells.
- continued an extensive development program in the heavy oil areas of Saskatchewan and Alberta, including the operation of five heavy oil pilot projects testing new techniques for reservoir stimulation and enhanced recovery.
- explored and evaluated coal deposits in northeastern British Columbia and southwestern Alberta with a view to possible future development.
- led the Arctic Pilot Project — which will establish an all-Canadian, marine technology for the transportation of resources from Canada's Arctic — through the first phase of environmental and regulatory hearings required for project approval.
- entered into a 50-per-cent joint venture to construct a world-class, dynamically positioned semi-submersible offshore drilling rig, to be ready for the Corporation's exploration program in 1983.
- established a team to implement and control the supply and logistics required by the international agreement between Canada and Mexico for the state-to-state importation of Mexican crude oil.
- launched a new marketing identity for the Corporation's service stations and bulk plants located from Victoria to Thunder Bay — with highly encouraging results from the marketplace.
- completed a \$10-million research laboratory located in northwest Calgary, as the first phase in the development of an all-Canadian, high-technology research and development complex.
- conducted technical evaluations and feasibility studies for the potential reactivation of the oil refinery at Come-By-Chance, Newfoundland, and for the construction of a heavy oil upgrader in Eastern Canada.

- and, in the conduct of all these activities, pursued the highest standards of environmental research and protection as well as extensive liaison with affected communities.

The Future

In February 1981, after the end of the 1980 fiscal year, Petro-Canada took another step which will enhance the Corporation's future ability to meet the challenge of developing new energy supplies. Petro-Canada made an offer to purchase all the assets and assume all the liabilities of Petrofina Canada Inc. for an initial aggregate consideration of \$1.46 billion. If approved by the Petrofina Canada Inc. Board of Directors and shareholders, the acquisition will provide Petro-Canada with approximately 3 320 cubic metres a day of additional oil and natural gas liquids production before royalty; 2.0 million cubic metres a day of natural gas production before royalty; a further five-per-cent interest in the Syncrude plant; a further eight-per-cent interest in the Alsands project; a 13 500 cubic metre a day refinery in Montreal; and 932 retail outlets in Ontario, Quebec, New Brunswick, Nova Scotia and Prince Edward Island.

Significantly increased cash flow and operational capability will be gained from the addition of Petrofina to Petro-Canada's present assets. The properties acquired will appreciate greatly in value as oil and natural gas prices rise, and will more than pay for themselves over time. The returns generated in the future from these assets will accrue entirely to Canadians as the owners of Petro-Canada, and will be used in the development of Petro-Canada's frontier and oil sands projects.

In the retail field, Petrofina's assets will complement Petro-Canada's western marketing presence. Both companies now have a relatively small portion of their respective markets, but together the total chain will give Canadians the ability to purchase gasoline at Petro-Canada stations from coast to coast. The Corporation's experience in western Canada suggests that Petro-Canada will be able to achieve substantial returns from the Petrofina marketing chain.

The National Energy Program

The National Energy Program (NEP), proposed to be introduced into legislation in 1981, will have a significant impact on Petro-Canada's financial and operational position.

If approved by Parliament, the program will offer substantial incentives — particularly to Canadian investors — for frontier exploration, oil sands development and heavy oil processing. It will, therefore, result in a significant increase in the number of Canadian companies seeking to participate in these areas. Since Petro-Canada is already extensively involved in all the energy frontiers and has acquired extensive land positions as well as expertise, the impact of the program will be a dramatic increase in the number of joint venture opportunities for the Corporation to pursue. The infusion of new partners and capital will greatly assist Petro-Canada in its pursuit of Canadian supply objectives, but it will also place increased demands on the Corporation's resources and personnel, resulting in even higher levels of activity.

Financially, the increased levels of taxation under the program will have the effect of reducing the Corporation's cash flow from operations by approximately 25 per cent.

However, as a result of Petro-Canada's high levels of frontier and oil sands investment, as well as its 100-per-cent Canadian ownership status, the incentive payments contemplated under the Petroleum Incentive Program will more than compensate for the reduction of cash flow from operations, providing a net gain of 23 per cent in funds available for investment in 1981 compared with pre-NEP forecasts. The higher petroleum prices provided for in future years under the program will further increase the Corporation's cash flow generation, in order to help meet the accelerated levels of activity.

In addition the NEP provides that the Government of Canada will retain a 25-per-cent carried interest in all lands under federal jurisdiction. The carried interest may be exercised by Petro-Canada or by another Crown corporation, and must be converted to a 25-per-cent working interest prior to the commitment of development expenditures. In the event that the Government of Canada's carried interest in frontier discoveries is to be exercised by Petro-Canada, it will add significantly both to the resource base of the Corporation and to its requirements for capital. The conversion to a working interest in such properties would afford the Canadian public a significant opportunity to participate in the development of Canadian resources, and to ensure that the benefits of such developments accrue overwhelmingly to Canadians.



Exploration

The East Coast

The Grand Banks

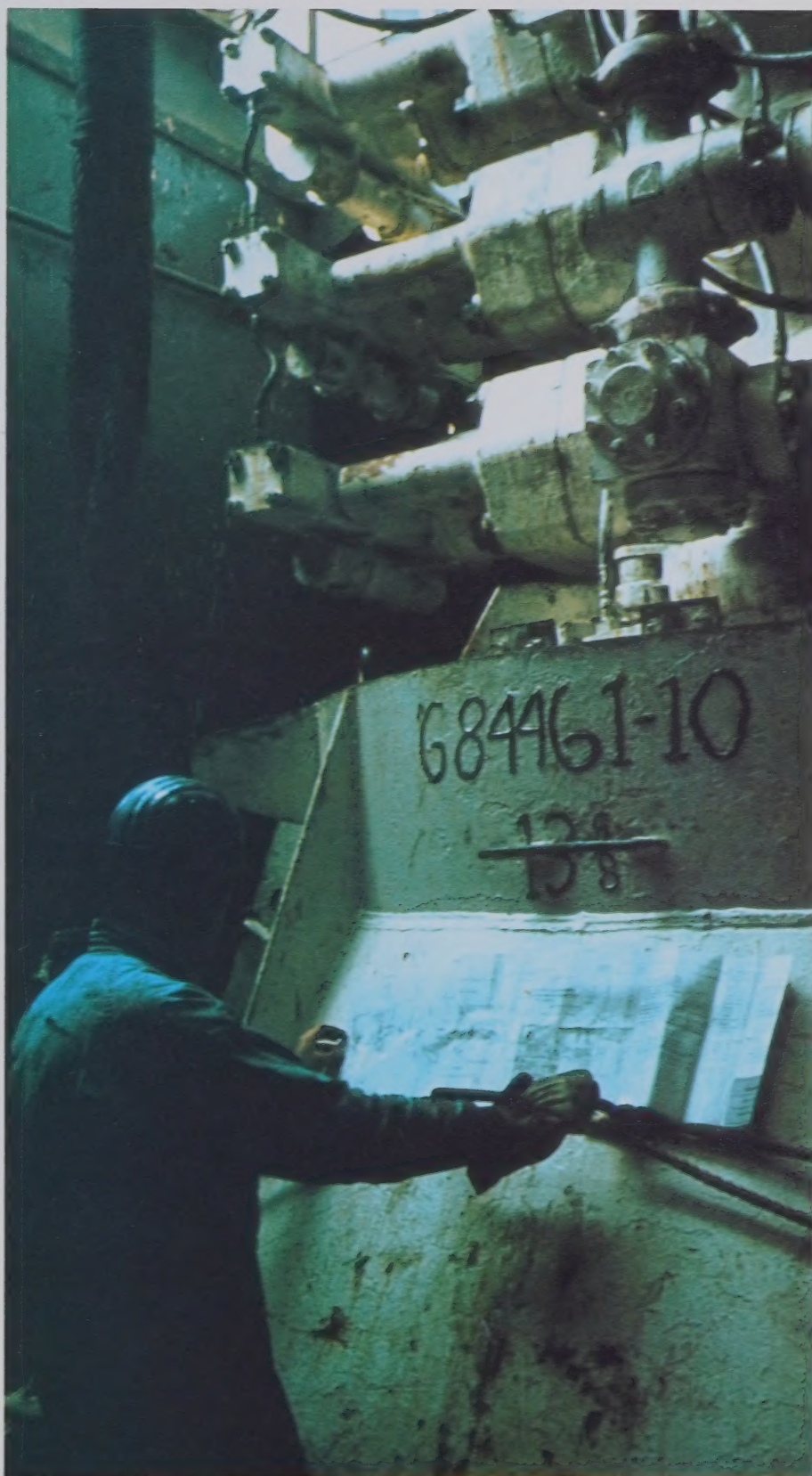
The major frontier exploration successes of 1980 were the two encouraging delineation wells drilled in the Hibernia oil field, and the possible discovery of a second oil field at Ben Nevis within the same sedimentary basin as Hibernia. It is significant and highly encouraging to find the combination of multiple pay zones and reservoirs with high producing capacity containing high-quality oil.

At Hibernia, two successful delineation wells, Mobil et al Hibernia 0-35, and Mobil et al Hibernia B-08 were drilled to follow up the 1979 Chevron et al Hibernia P-15 discovery well. The B-08 well, considered to be the most productive yet drilled on the structure, gives rise to more evidence that the Hibernia field could well be commercial. Both structurally and stratigraphically complex, the field requires further delineation drilling to evaluate its size and to establish the continuity and producing characteristics of its reservoirs. A third delineation well, Hibernia G-55, was drilling at year-end and was subsequently abandoned.

The Ben Nevis I-45 well tested oil and gas from separate zones. Another exploratory well at Mobil et al South Tempest G-88 was drilling at year-end on a prospect on the eastern margin of the Avalon sub-basin. Production testing will be required to evaluate the section which has been penetrated.

(This page) Worker checks maintenance of blowout preventer prior to running it to ocean floor.

(Opposite) Heavy weather, typical of the offshore, envelops one of the drillships used in Petro-Canada's eastcoast exploration program.



Canadian East Coast Offshore



- Petro-Canada 100% interest lands
- Petro-Canada joint interest lands
- Other companies' land holdings
- 1980 drilling locations

These results are an extremely significant event in Canada's efforts at achieving self-sufficiency in oil production by the early 1990s.

The Labrador Project

A major event in 1980 was Petro-Canada's assumption of the operatorship for the Labrador Project. An operationally successful program utilizing three dynamically positioned drillships resulted in the drilling and completion of three wildcat exploratory tests and in the spudding of two further wells as part of a long-range exploration program in the Labrador offshore. The abandoned wells were Gilbert F-53, spudded in 1979, Roberval C-02, drilled to evaluate the 1979 Roberval K-92 indicated hydrocarbon discovery, and Ogmund F-72. The two wells spudded for 1981 and subsequent drilling programs were at Leif North I-05 and North Bjarni F-06. In addition, testing operations were initiated in the Total Eastcan et al Bjarni 0-82 discovery of 1979 but the test could not be completed because of bad weather at the end of the drilling season.

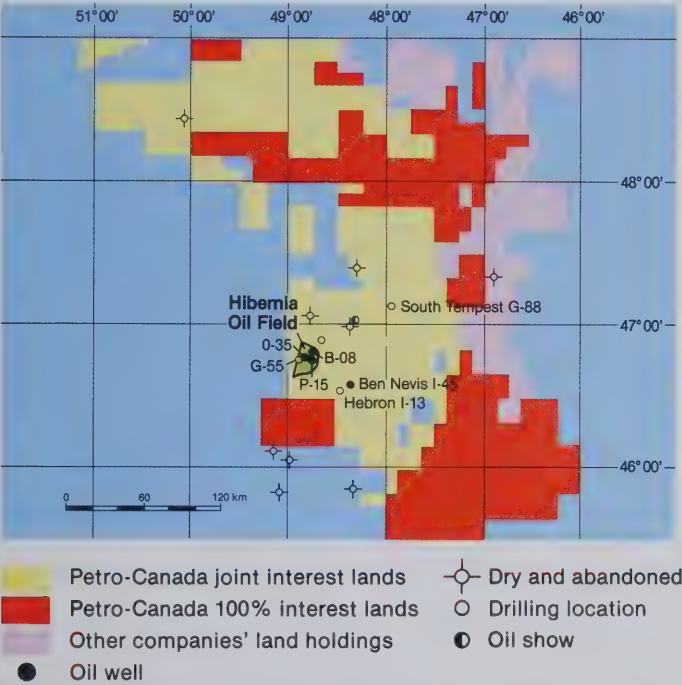
To carry out the operations of the Labrador program, Petro-Canada in 1980 assembled a team of highly qualified professionals experienced in international offshore exploration ventures. The Labrador program was successfully completed without major delays and with expenditures contained well within budget.

The Davis Strait

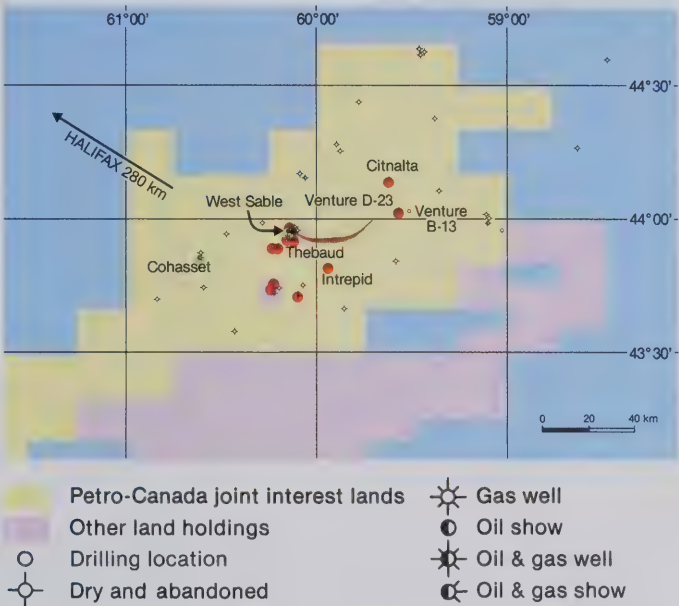
The Hekja 0-71 well, an indicated hydrocarbon discovery of 1979, was deepened to target depth during 1980 and tested as a successful gas well.

The Hekja program was operated by Aquitaine Company of Canada Ltd. Petro-Canada participated to a level of 25 per cent of expenditures to earn a 15-per-cent interest in 80 000 square kilometres of permits.

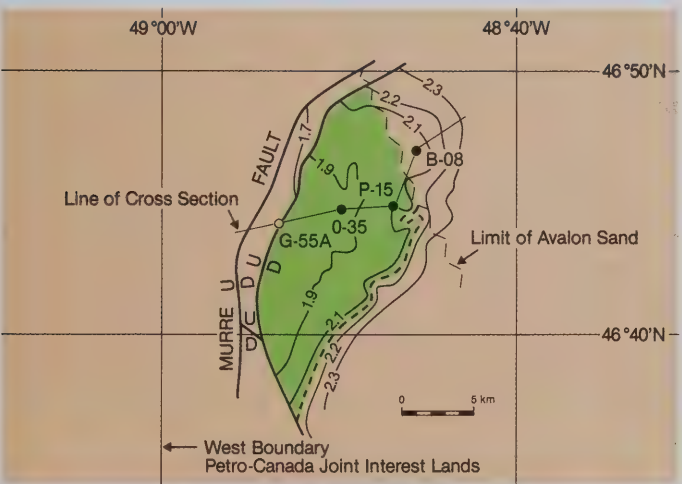
Hibernia Area Land Holdings



Sable Basin



Seismic structure map on the Avalon sand zone

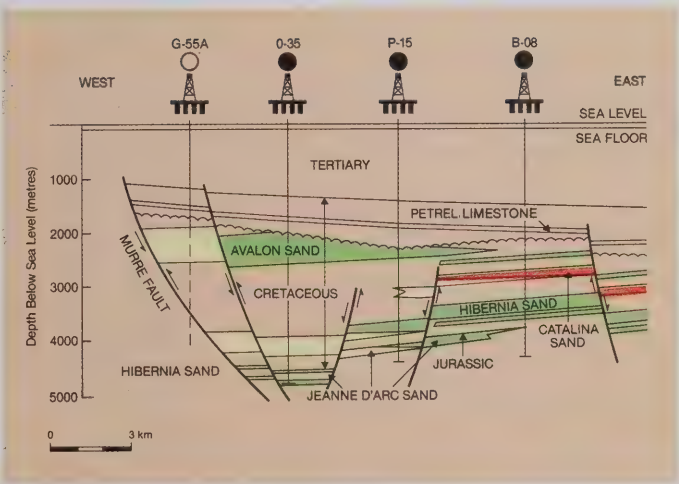


Contour interval: 100 milliseconds
 Potential productive area/oil zone

Gas and condensate zone
 Water bearing sand

Oil well
 Well location

Schematic cross section of Hibernia oil field



Petro-Canada assigned a share of its participation in the program to two Canadian companies, Home Oil Company Limited and PanCanadian Petroleum Limited, as part of a long-range program to facilitate the

entry by Canadian companies into frontier exploration.

Hopedale/South Labrador

A second earning well in Petro-Canada's farm-in program on the Hopedale acreage was drilled in 1980. Operated by Chevron Canada

Ltd., the well, South Labrador N-79, was drilled in the vicinity of the 1978 Hopedale gas discovery to a total depth of 3 571 metres. Additional work on other prospects in the vicinity will take place in future drilling seasons.

The Arctic

Petro-Canada, as part of the Arctic Islands Exploration Group (AIEG) operated by Panarctic Oils Ltd., participated in the drilling of three wells in the Sverdrup Basin of the Arctic Islands during 1980. At year-end Petro-Canada owned 45 per cent of Panarctic Oils Ltd.

The Whitefish 2H-63 well drilled from the same ice platform as the 1979 Whitefish H-63 gas discovery, fully evaluated the discovery of the previous year. The well was drilled to a total depth of 3 003 metres and flowed gas from three separate zones with maximum flow of 1.2 million cubic metres a day. The Whitefish structure is now believed to contain in the order of 64.5 billion cubic metres of gas, and its discovery constitutes a significant step forward in the exploration for hydrocarbons in Canada's Arctic Islands.

A second success in 1980 was the Char G-07 well, drilled 42 kilometres southeast of King Christian Island. Drilled to a total depth of 2 180 metres, the main pay zone tested gas at rates up to 0.51 million cubic metres a day and resulted in the discovery of a new offshore gas field comparable in size to other gas pools in the area.

A third well, Balaena D-58, drilled 16 kilometres southeast of the King Christian gas field, was abandoned. However, interesting shows of oil were made in both the Balaena and Char well.

The 1980 work on the Whitefish structure, located in Canada's Arctic, further evaluated a major 1979 discovery.



Western Canada

Petro-Canada's continued program of aggressive exploration in Western Canada yielded significant reserve additions during 1980, with the promise of even further additions in 1981 as a result of the 1980 drilling program and land purchases.

The Corporation participated in 176 exploratory wells, of which 73 were successful gas wells; 40 were oil wells; 56 were dry and abandoned; and seven were suspended pending evaluation. Petro-Canada was the operator for 94 of the 176 exploratory wells.

Two of the areas in which Petro-Canada participated in the discovery of new oil reserves in 1980 were the Golden area of the Peace River Arch in Alberta, a light conventional oil discovery, and the Cactus Lake area of Saskatchewan, a heavy oil discovery.

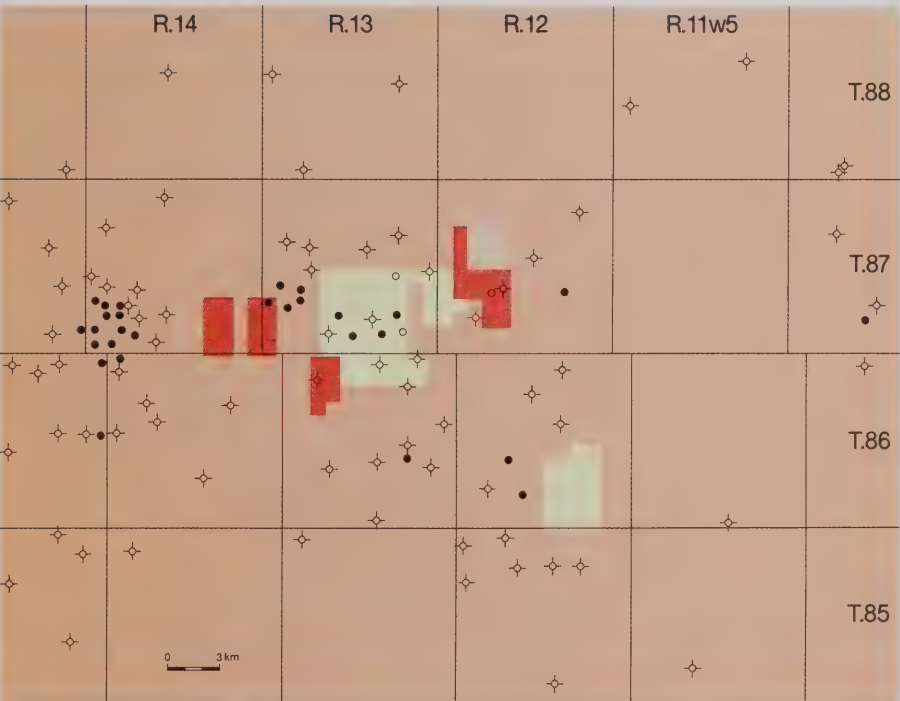
The discovery at Golden is typical of what Petro-Canada management believes to be the remaining reserves of light, conventional oil. Petro-Canada's projections suggest there are significant volumes of such oil remaining to be discovered in Western Canada. Reserve additions, however, will tend to be concentrated in relatively small fields, and will require an increased level of exploratory drilling to discover. These reserve additions are of particular importance to Canada because of their high quality and immediate availability to the Canadian market before frontier reserves and new oil sands production can be brought on stream.

Western Canada



■ Key areas 1980

Golden Lake Area

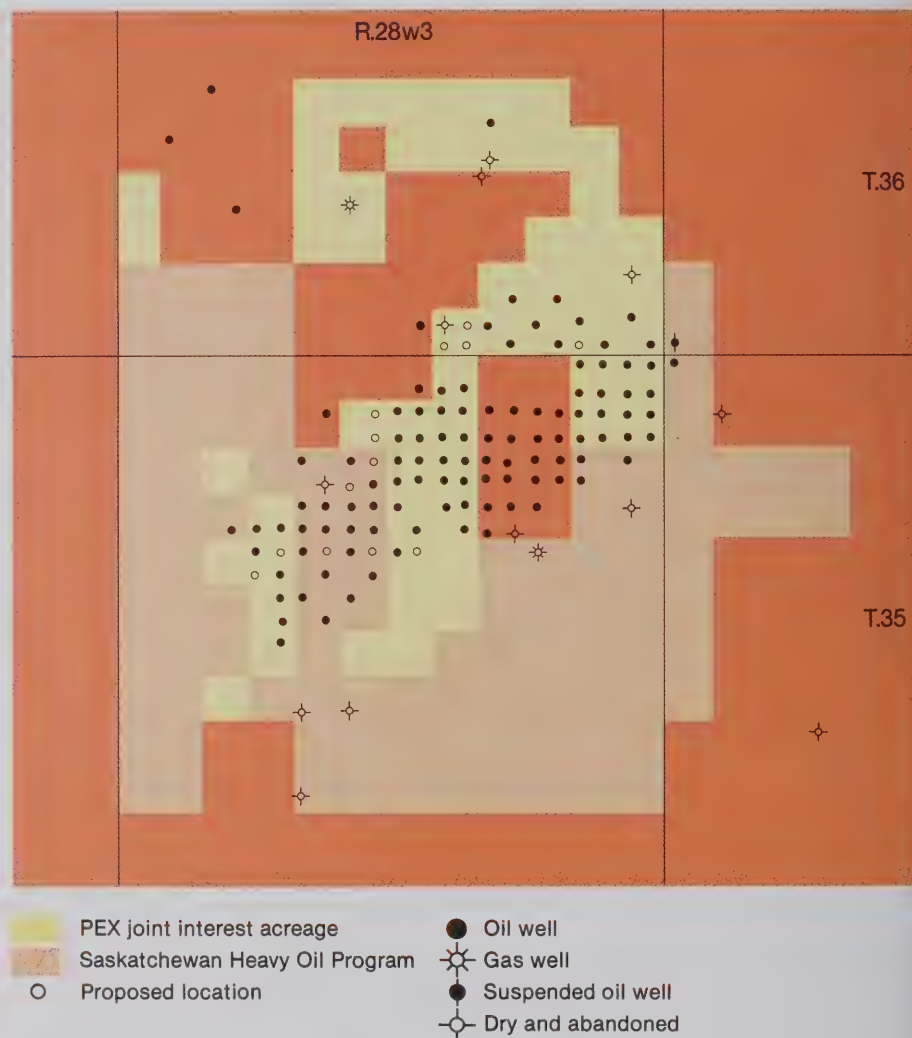


■ PEX 100% working interest lands
■ PEX joint interest lands
■ PEX royalty interest lands
● Oil well
⊗ Dry and abandoned
○ Proposed location

Another significant area of success for 1980 was the addition to Petro-Canada's heavy oil reserves achieved in the Cactus Lake area of Saskatchewan. This pool, with an estimated 29 million cubic metres of oil in place, is one of the largest new heavy oil developments in Canada. Petro-Canada is the operator of the Cactus Lake project, with Gulf Canada Resources Inc. and Saskatchewan Oil and Gas Corporation (Saskoil) as partners. Although of lower quality than the remaining reserves of light conventional oil, new heavy oil reserves are also of great importance to Canada's medium and long-term supply development.

Petro-Canada also continued its balanced program of land acquisition in Western Canada during 1980. New land acquisitions almost offset decreases in land holdings due to lease selections, surrender and expiry. At year-end the Corporation held 4 925 512 gross and 2 399 669 net hectares of land.

Cactus Lake Oil Pool



International

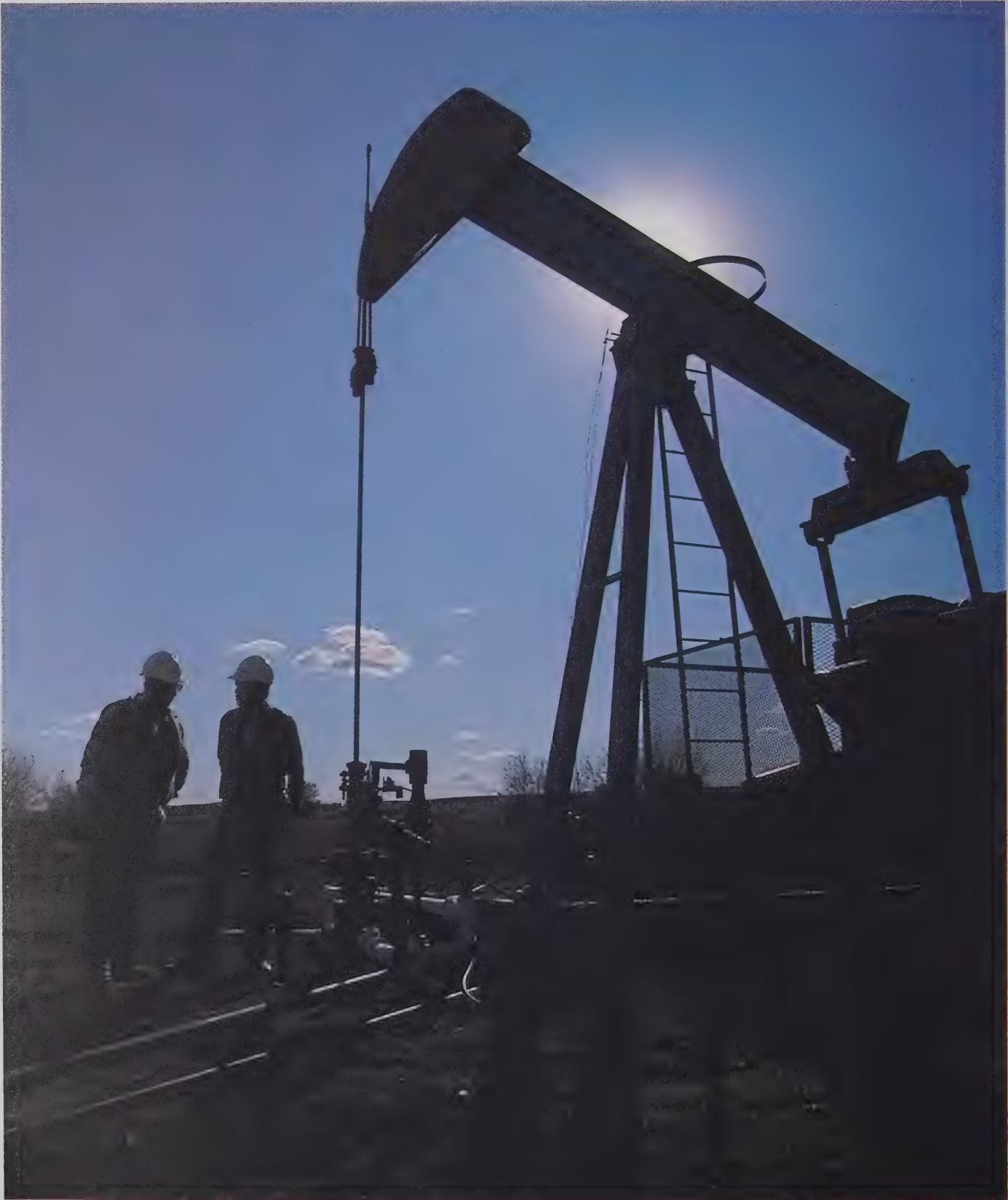
In the Norwegian sector of the North Sea, a substantial new oil discovery was made in a 500-square-kilometre block in which the Corporation holds a net five-per-cent interest. Further seismic surveys and an additional well are planned for 1981 in this block lying in a previously unexplored area.

In Spain, interests include the producing Casablanca field and participation in the neighbouring El Centro prospect. The Casablanca field was connected to shore by pipeline during 1980 and at year-end was producing at a rate of 2 700 cubic metres a day. Petro-Canada has a 7.58-per-cent interest in this field.

In the Far East, the Corporation participated in and completed seven major seismic programs in offshore areas of the People's Republic of China. Final interpretation for one of the seven blocks was completed in 1980; evaluation of the six remaining blocks was continuing at year-end.



The Casablanca field, connected to shore during 1980, was drilled with the Bideford Dolphin.

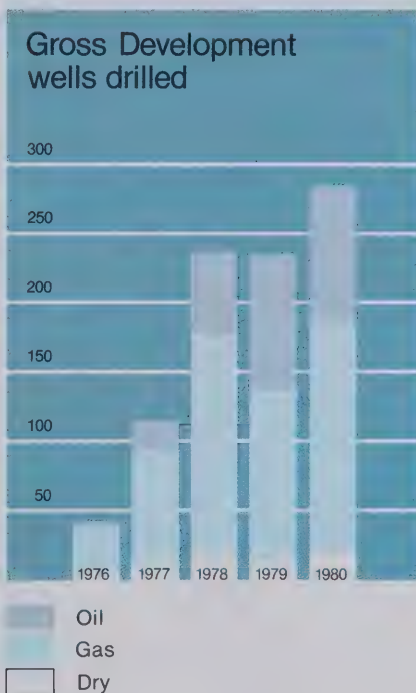
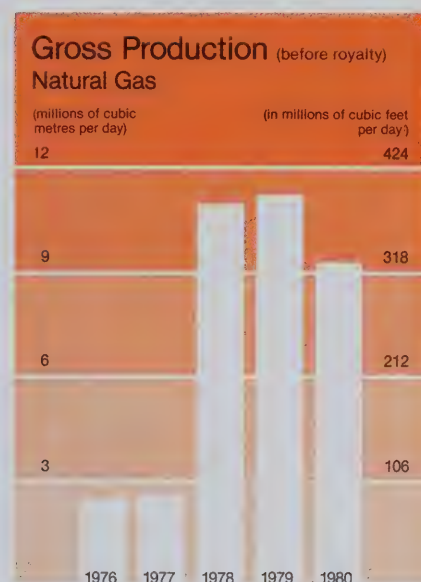
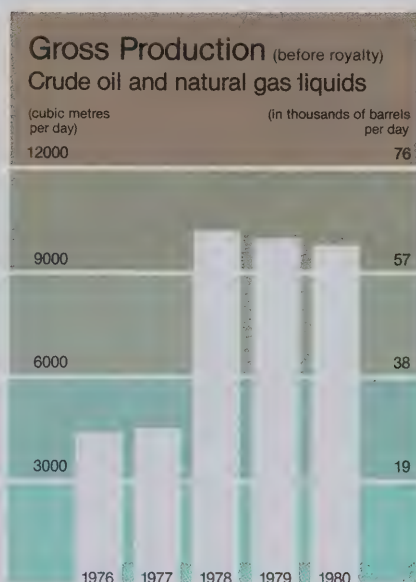


Production, Reserves and Development

Production

Petro-Canada continues as a major producer of petroleum and natural gas in Canada. An average of 9 924 cubic metres a day of oil and natural gas liquids were produced during 1980, while the average daily production of natural gas was 9 326 thousand cubic metres. Petro-Canada's share of production from the Syncrude Canada Ltd. plant amounted to an average of 1 545 cubic metres a day.

Production levels were lower than those recorded in 1979. Oil and natural gas liquids were reduced 11 per cent because of a reduction of markets for heavy oil and some prorationing of light and medium crude production. Gas production declined by 19 per cent, as a result of a severe reduction in export demand, particularly in British Columbia where the Corporation has in the past produced approximately 50 per cent of its gas.



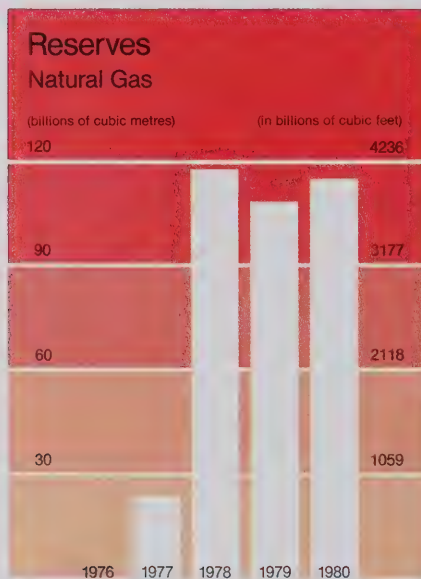
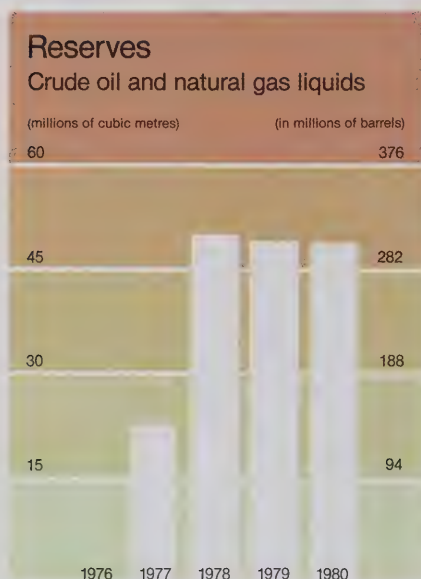
Reserves

At December 31, 1980, Petro-Canada's proven reserves of oil and natural gas liquids were 48.7 million cubic metres. The Corporation produced 3.6 million cubic metres of oil and natural gas liquids during 1980. Reserve additions and revisions to reserves amounted to 3.5 million cubic metres for a net decrease in reserves of 0.1 million cubic metres.

In natural gas, proven reserves at December 31, 1980, stood at 115.4 billion cubic metres. Production for 1980 was 3.4 billion cubic metres. Net reserve additions and revisions to reserves amounted to 11.3 billion cubic metres, with the result that the Corporation added a net 7.9 billion cubic metres to natural gas reserves during 1980.

These figures represent estimated proven conventional reserves and do not include Petro-Canada's share of Syncrude reserves or reserves which may be attributable to foreign or frontier regions.

(Opposite page) Field development in the heavy oil areas is addressing but one of Canada's frontiers.



Development Drilling

Petro-Canada continued an aggressive development drilling program in 1980 to maintain producing capability and to add to reserves. The Corporation participated in 285 gross oil and gas development wells. Of these, 266 gross wells were completed as oil and gas producers.

Major areas of activity included the Cactus Lake heavy oil pool, where 69 wells were drilled to follow up the earlier discovery; Utikuma, where continuing development drilling added four oil wells to the pool total; Brazeau River (West Pembina), where three gas and two oil wells were completed as the area continues to fulfill its early promise; the Medicine Hat/Alderson area of southeastern Alberta, where 56 infill gas wells were drilled; and Ojay, in the Grizzly Valley area of northeast British Columbia where a successful follow-up well was drilled.

Other programs involving multi-well development drilling in 1980 took place at Bellshill Lake, Ferrier, Bigoray, Hairy Hills and Boyer in Alberta; and the Buick Creek, Clarke Lake and Laprise areas in British Columbia.

Oil and Gas Processing Facilities

Petro-Canada undertook a significantly increased capital investment program in 1980 to add new oil and gas production facilities. Emphasis was also placed on upgrading and replacing old facilities.

Major construction was undertaken at Brazeau where high-pressure miscible gas injection facilities were completed to serve three of the pools in the area operated by Petro-Canada. Injection into two of these pools began in 1980.

The installation of compression facilities at the Yoyo field in northeastern British Columbia was completed in 1980.

The construction of gas cycling facilities in the Kaybob field was completed during the year. This equipment will permit the cycling of a high condensate reservoir resulting in new natural gas and liquid petroleum gas sales.

At Utikuma, a major expansion of handling facilities for oil and solution gas was completed, allowing for a substantial increase in production from this highly profitable but geologically complex oil field where development drilling has been proceeding for a number of years.

Drilling Division

In total Petro-Canada participated in the drilling of 501 oil and gas wells in Western Canada in 1980, of which Petro-Canada was the operator for 327 wells. The total number of wells included 176 exploration wells (94 drilled by Petro-Canada), 188 conventional development wells (105 drilled by Petro-Canada), 97 heavy oil development wells (88 drilled by Petro-Canada), and 40 oil sands wells drilled by Petro-Canada.

On the east coast, the severe environmental conditions prevailing offshore Labrador require specialized and sophisticated equipment which is difficult to obtain on a limited seasonal basis. To secure such equipment for the 1981 season, Petro-Canada committed in 1980 to a total of four dynamically positioned drillships and one self-propelled semi-submersible unit on long-term contracts. This equipment is being assigned to other operators worldwide during the Canadian off season.

Petro-Canada also entered into a 50-per-cent joint venture with Sedco Inc. to construct a dynamically positioned semi-submersible offshore drilling rig. This rig, with an estimated total cost of approximately \$150 million, is under a five-year contract to Petro-Canada to extend the Corporation's offshore exploration capability.

Petro-Canada's management believes another semi-submersible drilling rig is needed for its long-term east coast program. During 1980 the Corporation therefore invited proposals from private Canadian drilling contractors for the design, construction, and operation of a new vessel in which the Corporation would both share ownership and contract on a long-term basis to provide the financial incentive necessary for the project.



Development drilling at Brazeau River was one of several major areas of activity.



Oil Sands and Heavy Oil

Canada's oil sands and heavy oil resources are truly immense: it is estimated there are in excess of 160 billion cubic metres of oil in place in the Athabasca, Peace River, Cold Lake and Lloydminster areas of Alberta and Saskatchewan.

Oil sands and heavy oil resources remain on the energy frontiers, however. In spite of the success of the two oil sands mining plants and several oil sands/heavy oil pilot plants already in operation, the technology required for the recovery and processing of bitumen and heavy oil is still in its infancy. Considerable research remains to be carried out in all phases of oil sands and heavy oil development. In the mineable area, progress must be made in reducing mining costs and in more efficiently separating bitumen from sand.

In the deeper deposits the country's first commercially viable in-situ project is yet to be built. And in all areas, the processing or upgrading of the viscous, sulphurous substance requires extensive investment and improvement.

Petro-Canada is dedicated to the timely development of Canada's oil sands and heavy oil reserves as one of the Corporation's primary policy objectives while utilizing the maximum Canadian expertise and capturing the maximum benefits for Canadian industry. A \$10-million research centre was completed in 1980 as part of this overall commitment.

(Opposite page) Pilot plant at Kinsella is a two-part project to test recovery techniques.

Oil Sands

Canstar

The major new development in Petro-Canada's oil sands strategy in 1980 was the initiation, in partnership with Nova, An Alberta Corporation, of what will be Canada's fourth oil sands mining project. To be called Canstar, the project will be the first Canadian-controlled and developed oil sands plant. Work in 1980 concentrated on building a project organization, concluding agreements, screening technologies and initiating drilling programs for the evaluation of leases. Special emphasis was given to the review and development of new technologies aimed at improving processes in use today.

The project's schedule calls for an application to be filed with regulatory authorities in late 1982 and project start-up about 1990.

Syncrude

Petro-Canada's 12-per-cent share of the Syncrude Canada Ltd. oil sands mining plant near Fort McMurray, Alberta, contributed significant funds to Petro-Canada's cash flow in 1980. In the project's first profitable year of operation it contributed 4.7 million cubic metres of synthetic crude oil to Canada's energy supplies — of which Petro-Canada's share was 564 000 cubic metres. Under a 1974 pricing agreement with the federal government, the Syncrude participants have been receiving world prices for synthetic crude production. After the deduction of Petro-Canada's share of operating costs, the net contribution to the Corporation's cash flow from the project was \$57.1 million. The operational success of the Syncrude project in only its second full year of operation lends great encouragement to the prospects for future oil sands development.

Petro-Canada acquired its interest in the project in 1976 from the federal government. The Corporation's investment at year-end 1980 stood at \$293.1 million, of which \$10.3 million was contributed in 1980 for ongoing project development programs.

Alsands

The Corporation holds a nine-per-cent interest in the Alsands Project, which, when approved, will be Canada's third oil sands mining plant. The project will produce 22 000 cubic metres a day of synthetic crude after the completion of construction scheduled for 1987. At year-end, project approval was delayed pending the conclusion of an agreement between the Federal and Alberta governments.

The PCEJ Project

Petro-Canada continued in 1980 as operator on behalf of a four-company consortium for the innovative "PCEJ" project, an in-situ pilot plant constructed to test the patented electric preheat steam drive recovery process, as well as a steam stimulation process under field conditions.

Partners in the project are Petro-Canada, Canada-Cities Service, Ltd., Esso Resources Canada Limited, and Japan Canada Oil Sands Limited.

Phase 1, construction of which was completed in 1980, involves the operation of two adjacent field pilots, 40 kilometres south of Fort McMurray, Alberta. The larger pilot plant, the electric preheat, consists of four specially designed electrode wells which were drilled to conduct an electric current into the oil sand deposit in order to heat and reduce the viscosity of the bitumen.

An adjacent two-well steam stimulation pilot operation was started in December, 1980.

MAISP

Petro-Canada is also the operator, on behalf of a five-company consortium, of the highly prospective Mine-Assisted In-Situ Process (MAISP) pilot project in the oil sands deposits north of Fort McMurray.

Three wells were successfully drilled horizontally within an oil sands interval for a distance up to 460 metres. The wells were completed and steam stimulated, and bitumen production exceeded expectations.

The outlook for this approach to commercial in-situ production now becomes most encouraging.

Heavy Oil

Petro-Canada is devoting an increasing proportion of its efforts to finding heavy oil pools and to developing the requisite technology for increased heavy oil recovery. Canadian energy demands will continue to place greater importance on heavy oil resources in Alberta and Saskatchewan and the economic exploitation of these resources will require the development of sophisticated equipment, practices and recovery techniques.

SHOP

Petro-Canada, along with joint-venture participants Gulf Canada Resources Inc. and Saskoil began preliminary work on two thermal pilot projects in the Cactus Lake field to be operated by Petro-Canada. This venture is called the Saskatchewan Heavy Oil Program (SHOP).

One pilot will evaluate the potential of steamflood while the second pilot will evaluate the exploitation of the reservoir under fireflood.

Primrose

In the Primrose area of Alberta, Petro-Canada conducted a 35-well program over 505 square kilometres within the Primrose Lake Air Weapons Range. A total of 78 wells have been drilled to date out of the 100-well earning commitment. A steam stimulation test was completed on one well on a 40-section block immediately north of the Air Weapons Range, and the construction of an enhanced oil recovery pilot was initiated in this remote region to determine the long-term production capacity of these reservoirs.

Muriel Lake

At Muriel Lake, 250 kilometres northeast of Edmonton, a seven-well heavy oil pilot was completed. The pilot was designed to evaluate steam stimulation as a recovery mechanism in this reservoir and to determine the economic viability of a large-scale project.

KHOP

The Kinsella Heavy Oil Project (KHOP) operated by Petro-Canada throughout 1980 is a joint venture of the Corporation and the Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA). It is a two-part project, comparing the performance of steamflood and fireflood processes in a thin reservoir. The steam pattern operation has required modification while the air pattern is operating as designed with down-hole ignition scheduled for March, 1981.

Coal

Petro-Canada began preparation in 1980 to become a major participant in Canada's coal industry.

As petroleum products become increasingly difficult to obtain and their unit costs of production rise dramatically, coal will continue to increase in importance as an energy source for Canada.

Petro-Canada has extensive interests in undeveloped coal properties in northeastern British Columbia and southwestern Alberta. The Corporation established a new coal division in 1980 to manage and assess these properties, with preliminary emphasis placed on exploration.

At Petro-Canada's properties in Monkman Pass, British Columbia, 130 kilometres south of Dawson Creek, exploration and engineering was completed in 1980 to delineate two principal areas for metallurgical clean coal production. Partners in this venture with a combined 50-per-cent interest are Canadian Superior Oil Ltd. and McIntyre Mines Ltd.

Exploration of the Kipp coal site, 15 kilometres northwest of Lethbridge, Alberta, resulted in the production of a 700-tonne sample of coal for cleaning prior to testing by potential customers. Feasibility and economic studies, which could lead to commercial sales, were begun late in 1980. Union Gas holds a 20-per-cent interest in this property.

Transportation and Special Projects

Arctic Pilot Project

The Arctic Pilot Project, organized and led by Petro-Canada, is a proposal for the year-round transportation of liquefied natural gas (LNG) by ice-breaking carrier from Canada's Arctic Islands.

If successful, this project will constitute the first step in the development of a viable and environmentally compatible transportation system for Canada's Arctic resources.

It will move Canada to the forefront of Arctic marine navigation, and it will provide the stimulus for the development of a high-technology, Canadian industry with exportable products. Based on the export (by displacement) of a small quantity of

high-cost frontier gas, the project will encourage the extension of Canada's gas processing, electronics, engineering, ship building and marine service industries. It will also provide the first cash flow to high Arctic explorers and thereby promote the further exploration of Canada's Arctic hydrocarbon resources.

In 1980 Petro-Canada concluded agreements for the purchase of 50 billion cubic metres of Arctic natural gas from Panarctic Oils Ltd., as well as for the sale of the gas to a consortium led by Tenneco Inc. These contracts advanced the project significantly.

The Corporation also passed through its first environmental review process in the High Arctic. In April, formal public hearings on the application were conducted in Resolute Bay, Arctic Bay, Grise Fiord and Pond Inlet before the federal government's Environmental Assessment and Review Process (EARP) panel. Later in the year the Department of the Environment announced it considers the project environmentally acceptable subject to certain conditions.

The original application documents filed with federal regulatory agencies in 1979 were withdrawn in the summer of 1980, and replaced with updated and more complete documents.

Partners in the project are Petro-Canada (Project Manager) 37.5 per cent, Nova, An Alberta Corporation, 25 per cent, Dome Petroleum Ltd., 20 per cent, and Melville Shipping Ltd., 17.5 per cent. To the end of 1980, \$25 million had been spent by the Arctic Pilot Project on preliminary engineering and public interest evaluation of the project, of which Petro-Canada's share was \$10.9 million.

Westcoast Transmission Co. Ltd.

The Corporation holds a 35.2-per-cent interest in Westcoast Transmission Company Limited, a natural gas transmission company operating a 4 190 kilometre pipeline network in British Columbia. Westcoast, in turn, owns 62 per cent of Westcoast Petroleum Ltd.; 45 per cent of Pacific Northern Gas Ltd.; and 50 per cent of Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., the company designated to construct the Alaska Highway Natural Gas Pipeline to transport Alaskan gas to southern U.S. markets.

Polar Gas Project

The Corporation's 25-per-cent interest in the Polar Gas Project helps support the economic, environmental and technical studies being done to determine the feasibility of a long-term pipeline designed to carry Arctic Island's natural gas to southern Canada and export markets.

Trans Quebec and Maritimes Pipeline

Petro-Canada has an option to take a 10-per-cent interest in the Trans Quebec and Maritimes Pipeline project, a proposal to move western Canadian natural gas to markets in Quebec and the Maritimes.



Manufacturing, Marketing and Downstream Development

Manufacturing

At Petro-Canada's oil refinery at Taylor, British Columbia, construction was initiated in 1980 on a \$23-million expansion program to be completed in late 1981. The expansion will increase the plant's capacity by 700 cubic metres a day from 2 500 cubic metres a day to 3 200 cubic metres a day, in order to help meet the increasing demand for Petro-Canada's refined oil products.

At Empress, Alberta, the new turbo-expander ethane extraction plant — the largest of its kind in the world — completed its first full year of operation, meeting design specifications and contributing substantial additional revenues to the Corporation's cash flow. The plant is capable of producing 4 300 cubic metres a day of ethane and 3 300 cubic metres a day of propane, butane and condensate. Ethane from Petro-Canada's Empress plant is a major part of the feedstock to the world-scale Alberta Gas Ethylene Company Ltd. ethylene plant at Joffre, Alberta.



A new visual motif appeared at Petro-Canada service stations during 1980.

Marketing

The Petro-Canada brand appeared for the first time in 1980 in retail, wholesale, and consumer markets using a new logo and system of identification that establishes the Corporation in bold, aggressive style.

Using background studies which clearly established the broad support of Canadians for Petro-Canada as a marketer, a visual motif was selected which embraces the maple leaf and strongly emphasizes the importance of the individual dealer in retail operations.

The introduction of the new identity began in October with the installation

of new signs and the launching of a multi-media advertising campaign to alert the public to the change. Petro-Canada credit cards were re-issued to 240 000 customers. The response in the market place has been highly encouraging with immediate gains in sales in excess of 15 per cent at re-identified outlets. The total volume of refined oil products sold through the Corporation's 352 retail and 55 wholesale outlets increased by 8.2 per cent over the previous year, more than double the growth in industry sales as a whole in Western Canada. New credit card applications have increased six fold.

(Opposite page) An expansion to the Corporation's refinery was started in 1980.

Downstream Development

As part of Petro-Canada's increasing involvement in downstream development activities, the Corporation was actively engaged in research programs in 1980, examining potential new processing techniques and identifying commercial opportunities, with emphasis on the upgrading of oil sands, heavy oils and alternate fuels.

Several important projects were investigated during the year. The CANMET hydrocracking process, a new high-pitch conversion technology developed by the Department of Energy, Mines and Resources, was confirmed on its technical and economic merits. Engineering of a semi-commercial demonstration plant was initiated.

Technical and economic feasibility studies were also begun on the purchase and operation of the Come-by-Chance refinery in Newfoundland, and on the construction of a heavy fuel oil upgrader in eastern Canada. In the latter case, recommendations were made to the federal government that a further feasibility study be undertaken, and Petro-Canada joined in a consortium of Montreal-area refiners and Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP) in the conduct of such a study.

Environmental and Social Affairs

Petro-Canada's management believes that the Crown Corporation has a special responsibility to find a balance between the need to provide further sources of hydrocarbons for Canada, and the requirement that the country's social and biophysical environment be respected.

Therefore, during the conceptual and planning stages of each project, a full inventory of its physical and social environment is compiled, and possible impacts are predicted. This analysis is incorporated into project planning at all levels of management, including decisions on whether the venture should proceed.

Evidence is provided by the Corporation's work in the Arctic. During 1980, field studies for the \$9.8-million Eastern Arctic Marine Environmental Studies program (EAMES) were completed. Petro-Canada sponsored the scientific and socio-economic investigation of the Baffin Bay-Lancaster Sound Region within the Eastern Arctic to provide a data base from which an Environmental Impact Statement can be prepared. These steps are being taken prior to the decision as to whether the Corporation will develop drilling plans for the area.

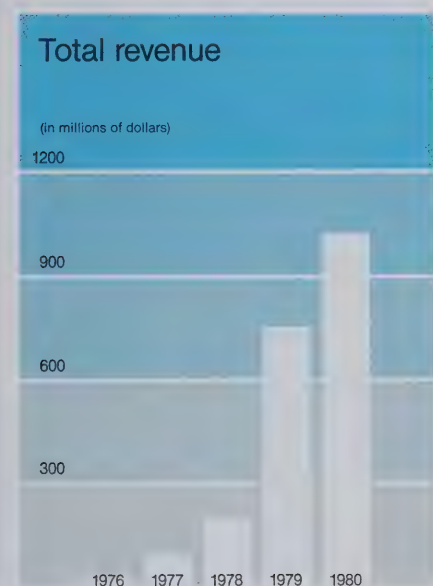
The environmental professionals with the Canstar project, Petro-Canada's oil sands joint venture, have instituted a series of research studies in parallel with the development of plans for the project. The fields of investigation include land reclamation, wildlife habitat management, atmospheric studies, archaeological and historical resource inventories, social impact assessment and cost-benefit analysis. The avenues for public participation and native people's involvement in the project are being investigated.

Petro-Canada assumed the management of the Offshore Labrador Biological Studies program (OLABS) in 1980, part of which involved preparing an interim environmental assessment for the Labrador coastal region. Field studies will continue in 1981.

Financial Review

Petro-Canada's financial results for 1980 reflect continued growth in revenue, earnings, funds from operations and capital expenditure. These achievements enhance the Corporation's current financial position and provide a firm base for future growth and expansion.

Revenue



Operating revenue of \$975.4 million increased by \$282.2 million (40.7 per cent) from \$693.2 million in 1979. The increase was due to higher prices for crude oil, natural gas and petroleum products; inclusion of revenue from the Syncrude Project for a full year compared with only six months in 1979, and commencement of operations of the Empress ethane extraction facilities. Interest earned from the investment of temporarily

surplus cash amounted to \$28.0 million. The Corporation's investment in Westcoast Transmission Company Limited generated almost all of the \$16.0 million equity in earnings of affiliates. Total revenue of \$1 019.0 million was up \$279.2 million (37.7 per cent) from \$739.8 million in 1979.

Expenses

Expenses increased to \$699.9 million from \$501.3 million in 1979 due to higher costs of purchased crude oil and products for refining and marketing operations; inclusion of a full year's operations of Syncrude; commencement of the Empress ethane extraction operations; and the impact of inflation on expenses.

Earnings

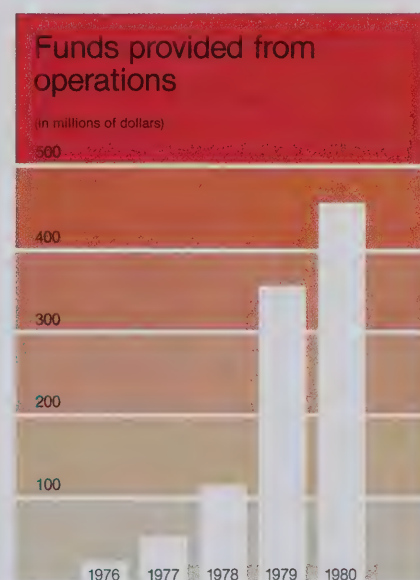


* Earnings are after deduction of preferred share dividends of PEX of \$13.6 million in 1978, \$95.8 million in 1979 and \$107.9 million in 1980.

Earnings before income taxes and preferred share dividends of a subsidiary were \$319.2 million compared with \$253.0 million in 1979. Provision for income taxes of \$155.5 million resulted in net

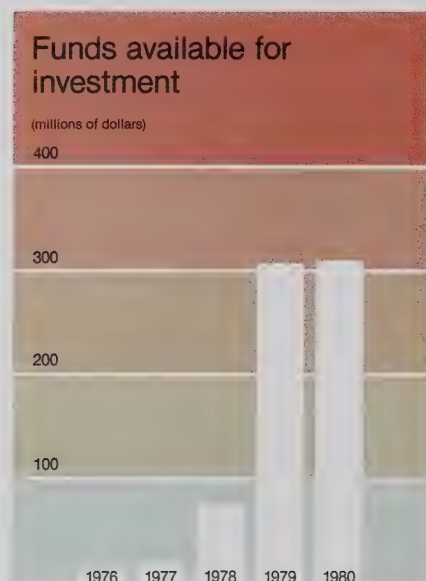
earnings before preferred share dividends of subsidiary of \$163.7 million, an increase of \$37.7 million (29.9 per cent) from 1979. The dividends paid on the preferred shares issued to Canadian banks to fund the 1978 acquisition of Pacific Petroleum Ltd. amounted to \$107.9 million, leaving net earnings after preferred share dividends of \$55.7 million. This amount compares with \$30.2 million in 1979, an increase of 84.4 per cent.

Funds from Operations



Funds from operations of \$457.5 million in 1980 were up by \$99.8 million (27.9 per cent) from \$357.7 million in 1979. This amount consisted of the earnings before dividends of \$163.7 million plus items not requiring cash expenditures of \$293.8 million (deferred income taxes of \$156.4 million; depreciation, depletion and amortization of \$142.0 million less other net credits of \$4.6 million).

Funds Available for Investment



In 1980 Petro-Canada generated funds available for investment of \$308.7 million. This amount consisted of funds from operations of \$457.5 million plus advances for future natural gas deliveries of \$19.9 million less obligations for long-term debt of \$60.8 million and preferred share dividends of \$107.9 million.

Capital Expenditures



Capital expenditures increased from \$367.7 million in 1979 to \$439.5 million in 1980 and consisted of:

	Millions
Oil and gas exploration and development	\$360.6
Other corporate assets	19.2
Bituminous sands projects (excluding Syncrude)	18.7
Refining and marketing	14.3
Syncrude Project	10.3
Investments (mainly Panarctic)	10.2
Polar Gas, Heavy Oil, Arctic LNG and other feasibility studies (deferred charges)	5.0
Natural gas liquids	1.2
	<u>\$439.5</u>

These expenditures were financed by the funds available for investment of \$308.7 million, a preferred share issue of \$80.0 million from the federal government and a decrease in working capital of \$50.8 million.

Assets

At the end of 1980 consolidated assets totalled \$3 766.8 million, consisting of: current assets of \$482.7 million; investments (mainly Westcoast Transmission and Panarctic) of \$291.8 million; property, plant and equipment of \$2 950.7 million, and deferred charges of \$41.6 million. Deductions of liabilities and deferred income taxes amounting to \$1 187.8 million and the \$1 464.4 million preferred shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. resulted in shareholder's equity at book value of \$1 114.6 million.

The Government of Canada's equity at year-end consisted of common shares of \$580.0 million and preferred shares of \$423.8 million for a total of \$1 003.8 million. Retained earnings at year end were \$110.8 million.



Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is also responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department, whose functions include reviewing the system of internal control to ensure that it is adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation. The committee meets with management, the internal auditors and the external auditors at least four times each year to satisfy itself that responsibilities are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors, Peat, Marwick, Mitchell & Co., conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

Auditors' Report



Peat, Marwick, Mitchell & Co.

To the Honourable Marc Lalonde, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1980 and the consolidated statements of earnings and retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the corporation as at December 31, 1980 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report as required by Section 77(1) of the Financial Administration Act that, in our opinion, proper books of account have been kept by the corporation and the transactions that have come under our notice have been within the powers of the corporation.

Calgary, Canada
February 25, 1981

Peat, Marwick, Mitchell & Co.
Chartered Accountants

Liabilities

	<u>1980</u>	<u>1979</u>
Current Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities	\$ 285 792	\$ 193 123
Portion of long-term debt due within one year	61 668	47 270
Income taxes payable	<u>—</u>	<u>2 840</u>
	347 460	243 233
Long-Term Debt (Note 6)	221 407	282 236
Advances on Future Natural Gas Deliveries	37 187	17 296
Deferred Income Taxes	581 738	425 331
Preferred Shares Issued by a Subsidiary (Note 7)	1 464 375	1 464 375

Shareholder's Equity

Capital (Note 8)		
Preferred shares	423 800	343 800
Common shares	<u>580 000</u>	<u>580 000</u>
	1 003 800	923 800
Retained Earnings	<u>110 799</u>	<u>55 050</u>
	1 114 599	978 850

Commitments and Contingent Liability (Note 11)

<u>\$3 766 766</u>	<u>\$3 411 321</u>
--------------------	--------------------

Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

For the year ended December 31, 1980

(stated in thousands of dollars)

	1980	1979
Revenue		
Operating	\$ 975 398	\$ 693 161
Interest	28 019	29 319
Equity in earnings of affiliates	16 026	15 580
Gain (loss) on foreign exchange	(408)	1 746
	<u>1 019 035</u>	<u>739 806</u>
Expenses		
Operating	463 429	305 888
Depreciation, depletion and amortization	141 960	128 824
General and administrative	70 507	48 463
Interest on long-term debt	22 850	17 626
Research	1 139	515
	<u>699 885</u>	<u>501 316</u>
Earnings Before Undernoted Items	319 150	238 490
Gain on Sale of Portion of Investment in the Syncrude Project	—	14 532
	<u>319 150</u>	<u>253 022</u>
Provision for Income Taxes (Note 9)		
Deferred	156 407	117 879
Current	(943)	4 089
	<u>155 464</u>	<u>121 968</u>
	163 686	131 054
Minority Interest	—	5 049
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary	163 686	126 005
Preferred Share Dividends of Subsidiary (Note 7)	107 937	95 846
Net Earnings for Year After Preferred Share Dividends of Subsidiary	55 749	30 159
Retained Earnings at Beginning of Year	55 050	24 891
Retained Earnings at End of Year	<u>\$ 110 799</u>	<u>\$ 55 050</u>

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the year ended December 31, 1980

(stated in thousands of dollars)

	1980	1979
Sources of Working Capital		
Net earnings for year before preferred share dividends of subsidiary	\$ 163 686	\$ 126 005
Add items not affecting working capital	293 864	231 679
Working capital provided from operations	457 550	357 684
Proceeds from issue of shares	80 000	146 000
Advances on future natural gas deliveries	19 891	9 006
Proceeds from issue of long-term debt	—	20 000
Reduction in cash held for investment	—	749 000
Proceeds from sale of portion of investment in the Syncrude Project	—	82 282
	<u>557 441</u>	<u>1 363 972</u>
Uses of Working Capital		
Purchase of property, plant and equipment	424 379	337 979
Preferred share dividends paid by subsidiary	107 937	95 846
Reduction of long-term debt	60 829	47 707
Increase in investments	10 163	25 076
Increase in deferred charges	4 991	4 597
Acquisition of shares of Pacific Petroleum Ltd.	—	749 528
	<u>608 299</u>	<u>1 260 733</u>
Increase (Decrease) in Working Capital	(50 858)	103 239
Working Capital at Beginning of Year	186 063	82 824
Working Capital at End of Year	<u>\$ 135 205</u>	<u>\$ 186 063</u>

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1980

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada and its subsidiary, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX"), and all of its subsidiaries ("the Corporation").

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired.

(b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for by the cost method.

(d) Property, Plant and Equipment

The Corporation follows the full cost method of accounting for oil and gas properties whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, carrying charges of non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, each of five Canadian frontier areas and each foreign area in which the Corporation has an interest. Costs incurred in non-frontier Canada and in producing foreign cost centres are depleted separately on the unit of production method based on estimated proven oil and gas reserves. For purposes of calculating depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent units of crude oil based on the relative energy content of each commodity.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. Where exploration proves to be successful, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. Where exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Costs of property, plant and equipment associated with the Syncrude Project and related leases are accumulated in a separate cost centre and are depreciated on the unit of production method. Expenditures on other bituminous sands leases are also accumulated in separate cost centres and are amortized, depleted or otherwise charged to earnings in accordance with the policy described in the preceding paragraph.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Depreciation of plant and equipment (except as noted above) is provided on either the unit of production or straight line methods as appropriate. Straight line depreciation rates range from 4% to 25%.

(e) Deferred Charges

The Corporation is deferring costs incurred on feasibility studies involving economic evaluation and preliminary engineering relating to:

- (i) Production of hydrocarbons from conventional heavy oil deposits
- (ii) Polar Gas Project
- (iii) Arctic Liquefied Natural Gas Project
- (iv) Other — transportation and refining

When production or commercial activity of a particular project commences the applicable expenditures are transferred to Property, Plant and Equipment and are charged to earnings based on the estimated useful life of the project. In the event that a decision is made not to proceed with a particular project, all associated costs are charged to earnings at that time.

The costs of the Polar Gas Project relate to feasibility studies in connection with a gas transmission system from the Arctic Islands to Eastern Canada. Under the participation agreement, subject to the project's feasibility and approval by the necessary regulatory authorities, the participants shall be entitled to have the costs they have incurred treated as an equity investment in a company incorporated to construct and operate the transmission facilities, or be reimbursed out of any financing of such company.

Certain costs relating to the Corporation's marketing program are deferred and amortized on a straight line basis over five years.

Debt issue expense is amortized on a straight line basis over the life of the debt. The amortization is included with interest on long-term debt in the consolidated statement of earnings and retained earnings.

(f) Research Costs

Research costs are charged against earnings as incurred.

(g) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming tax depreciation, exploration, development and other costs which exceed the related amounts charged to expense in the financial statements.

(h) Translation of Foreign Currency

Current assets and current liabilities are translated at the rate of exchange in effect at the close of the year. The resulting gains and losses are included in earnings. Long-term assets, liabilities and preferred shares issued by a subsidiary are translated at rates in effect at the dates the assets were acquired, the obligations incurred or the capital stock issued. Revenue and expense items are translated at the average rates in effect during the year with the exception of depletion, depreciation and amortization which reflect rates in effect when the assets were acquired.

2. Inventories

Inventories consist of:	1980	1979
Foreign crude oil	\$ 51 356	\$ —
Domestic crude oil, refined products and merchandise	43 796	25 022
Materials and supplies	32 062	26 206
	<u>\$127 214</u>	<u>\$ 51 228</u>

3. Investments

The Corporation's investments consists of:

	1980	1979
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited	\$163 012	\$157 516
Panarctic Oils Ltd.	117 598	108 553
Pacific Northern Gas Ltd.	2 559	2 287
Other, at cost.....	8 648	7 530
	<u>\$291 817</u>	<u>\$275 886</u>

Westcoast Transmission Company Limited

At December 31, 1980, the Corporation held 35.2% of the total outstanding common shares of Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast has reserved common shares for issuance to holders of share options and share purchase warrants which, if issued, would reduce the Corporation's interest to 31.1%.

The value assigned to the investment in Westcoast exceeds the underlying net book value at the dates of acquisition by \$33 388 000. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1980, the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was \$189 333 000 (1979 - \$184 560 000).

Panarctic Oils Ltd.

At December 31, 1980, the Corporation held approximately 45% of the issued common shares of Panarctic Oils Ltd. These shares are not traded on the open market and therefore do not have a quoted market value. The activities of Panarctic are in the exploratory stage and all expenses less sundry income have been capitalized; the company is deemed not to have earned a profit or sustained a loss. The Corporation is committed to expenditures of approximately \$6 000 000 in connection with the ongoing financing of Panarctic.

4. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1980		1979	
	Cost	Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization	Net	Net
Oil and gas				
Canada				
— non-frontier areas	\$2 205 664	\$229 371	\$1 976 293	\$1 850 057
— frontier areas	376 338	58 510	317 828	214 185
Foreign	93 881	9 987	83 894	67 866
Bituminous sands				
— Syncrude Project and related leases	293 135	10 273	282 862	280 427
— Other bituminous sands leases and expenditures thereon	41 639	6 301	35 338	19 603
Refining and marketing	61 742	7 776	53 966	44 816
Natural gas liquids	128 077	6 827	121 250	125 575
Pipelines, and other property and equipment	89 790	10 480	79 310	65 793
	<u>\$3 290 266</u>	<u>\$339 525*</u>	<u>\$2 950 741</u>	<u>\$2 668 322</u>

*consists of depreciation — \$56 464 000, depletion — \$207 396 000 and amortization — \$75 665 000 (at December 31, 1979 — \$26 998 000, \$127 670 000 and \$44 411 000 respectively).

5. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1980	1979
At cost		
Heavy oil projects	\$ 7 090	\$ 12 647
Polar Gas Project	15 372	13 501
Arctic Liquefied Natural Gas Project	10 899	7 502
Other	6 631	3 582
Net of amortization		
Debt expense	434	585
Marketing program	1 117	—
	<u>\$ 41 543</u>	<u>\$ 37 817</u>

6. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	1980	1979
In Canadian dollars			
Bank Income Debentures	1983	\$140 000	\$180 000
6.25% - 14.75% mortgages	1985	1 549	1 640
Other long-term debt, non-interest bearing	1987	2 800	3 200
In United States dollars			
9% unsecured notes (\$60 000 000 US)	1996	71 116	71 078
8.45% unsecured notes (\$30 000 000 US)	1987	35 539	35 539
5.25% unsecured notes (\$22 100 000 US)	1985	26 351	30 817
5.75% - 6.25% mortgages (\$3 734 000 US)	1988	4 485	5 096
6.5% secured notes (\$977 000 US)	1982	1 235	2 136
		283 075	329 506
Less portion due within one year		61 668	47 270
		<u>\$221 407</u>	<u>\$282 236</u>

Bank Income Debentures

The Bank Income Debentures are held by a Canadian chartered bank and bear interest at approximately 50% (1979 — 52%) of the bank's prime lending rate as announced from time to time. No deduction is allowed under the Income Tax Act for interest expense relating to the Bank Income Debentures (Note 9).

While the Bank Income Debentures are not secured by any charge against the assets of the Corporation, there are certain restrictions with respect to the disposition or encumbrance of the investment by the Corporation in PEX.

Repayment of long-term debt

Annual repayments of the 9% and 8.45% unsecured notes will commence in 1981 and 1982 respectively. All the other issues are currently subject to minimum annual repayments.

The repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1981 — \$61 668 000 1982 — \$66 353 000 1983 — \$56 406 000
 1984 — \$16 338 000 1985 — \$16 127 000

7. Preferred Shares Issued by a Subsidiary

The preferred shares issued by PEX consist of 12 500 000 floating rate, cumulative, redeemable, non-voting, preferred shares issued at \$100 US per share to a group of Canadian chartered banks.

The shares are redeemable, at the option of PEX, at \$100 US per share, plus accrued dividends except that to the extent shares in excess of 3 125 000 are redeemed prior to November 10, 1981, such excess shares are redeemable at a premium of \$2 US per share.

Cumulative dividends, payable quarterly, are based on a percentage of, at the option of PEX, either the United States Base Rates, or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1980, the dividend rate was approximately 10% per annum.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that PEX does not exercise its option to redeem the shares over a ten year period beginning December 31, 1983, or in the event of certain occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at \$100 US per share, plus accrued dividends.

8. Capital

Authorized

The initial authorized capital of the Corporation was \$500 million divided into 100 common shares of the par value of \$5 million each. This was increased to 116 common shares on the acquisition of the capital stock of Panarctic Oils Ltd. previously owned by the Government of Canada.

Pursuant to the Petro-Canada Act, and subject to certain conditions and limitations as to the aggregate amount, the authorized capital of the Corporation is increased by the issue of preferred shares. Accordingly, at any time, the authorized and issued preferred shares are identical. The preferred shares have a par value of \$1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

Issued (to the Government of Canada)

	1980		1979	
	Number of Shares	Consideration	Number of Shares	Consideration
Common Shares				
Balance at beginning of year	116	\$580 000	88	\$440 000
For cash	—	—	28	140 000
Balance at end of year	116	\$580 000	116	\$580 000
Preferred Shares				
Balance at beginning of year	343 799 853	\$343 800	337 799 853	\$337 800
For cash	80 000 000	80 000	6 000 000	6 000
Balance at end of year	423 799 853	\$423 800	343 799 853	\$343 800

9. Income Taxes

The provision for income taxes of \$155 464 000 (1979 — \$121 968 000) represents an effective rate of 48.8% (1979 — 48.2%) on earnings before income taxes of \$319 150 000 (1979 — \$253 022 000). The provision has been computed as follows:

	1980	1979
Earnings before income taxes	\$319 150	\$253 022
Add (deduct)		
Royalties and other payments to Provincial Governments	213 231	227 020
Federal allowances		
Resource allowance.	(132 791)	(123 288)
Tax depletion.	(94 730)	(77 978)
Frontier exploration allowances	(5 198)	(28 603)
Non-deductible interest on Bank Income Debentures (Note 6).	12 879	13 385
Non-taxable portion of capital gains	(39)	(14 966)
Amortization of excess of attributed value over book value of assets acquired on purchase of subsidiary companies.	48 520	63 141
Equity in earnings of affiliates.	(16 026)	(15 580)
Other	(4 326)	(662)
	<u>340 670</u>	<u>295 491</u>
Combined Canadian Federal and Provincial income tax at 48.8% (1979 — 47%).	166 247	138 881
Deduct tax rebates and credits		
Provincial income tax rebate plans	(10 783)	(13 327)
Federal investment tax credit	—	(3 586)
Provision for income taxes	<u>\$155 464</u>	<u>\$121 968</u>

10. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1979 comparative figures to conform with the current year's presentation.

11. Commitments and Contingent Liability

Commitments

In addition to commitments incurred in the ordinary course of business the Corporation has, at December 31, 1980, the following undertakings:

- (a) The Corporation has entered into an agreement to participate in the construction of a new Calgary office complex and has also entered into an agreement to participate in the construction of an offshore drilling vessel. These projects will require a commitment by the Corporation of approximately \$183 600 000, which is expected to be financed by mortgage borrowings. In addition the Corporation has agreed to enter into long-term leases with respect to the use of the offshore drilling vessel and the occupancy of the office complex.
- (b) The Corporation has leased certain offshore drilling vessels for periods of one to four years. The lease rentals will amount to approximately: 1981 — \$65 800 000, 1982 — \$123 000 000, 1983 — \$96 700 000 and 1984 — \$65 200 000. These vessels will be used by the Corporation in exploration projects carried out during the Canadian drilling season and the lease rentals will be shared with other participating companies. Further it is planned to sublease the drilling vessels while they are not being used in such projects.
- (c) The Corporation is a participant in a project operated by Syncrude Canada Ltd. to produce synthetic crude oil from the Athabasca Oil Sands. Associated with the Syncrude Project are facilities which are not owned by the participants, consisting of a steam and electricity generating plant, a field gas supply pipeline and a pipeline to transport plant product to Edmonton. The Corporation, together with the other participants, has minimum usage commitments relating to these facilities.

Contingent liability

On January 9, 1980 Atlantic Richfield Company served the Corporation and PEX with a Statement of Claim requesting that the Corporation cause PEX to pursue a monetary claim for \$12 039 000 against the Government of Saskatchewan with respect to payments made by it under certain Saskatchewan legislation (subsequently determined to be unconstitutional) prior to the time the shares of PEX were acquired by the Corporation from Atlantic Richfield Company. The Statement of Claim asks the court, inter alia, for certain injunctive relief and general damages in the amount of \$20 000 000.

Prior to the service of the Statement of Claim, PEX had executed an assignment and quitclaim agreement with the Government of Saskatchewan pursuant to which the payments made under the unconstitutional legislation were applied in satisfaction of an assessment under the Oil Well Income Tax Act, 1978 for the same period as the payments previously made.

In the opinion of management, based on the advice of counsel, no provision for the claim is required in the accounts of the Corporation.

12. Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

<u>Business Segment</u>	<u>Operations</u>
Natural resources	Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands, coal and minerals.
Refined oil products	Refining crude oil into oil products, distribution and marketing of these and purchased refined oil products.
Natural gas liquids	Extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	1980			
	<u>Natural Resources</u>	<u>Refined Oil Products</u>	<u>Natural Gas Liquids</u>	<u>Total</u>
Sales to customers	\$508 866	\$251 086	\$215 446	\$975 398
Inter-segment transfers	15 958	4 306	—	—
Total Operating Revenue	<u>524 824</u>	<u>255 392</u>	<u>215 446</u>	<u>975 398*</u>
Product costs and operating expenses	132 058	220 089	131 546	463 429*
Depreciation, depletion and amortization	125 644	5 036	11 280	141 960
Total Operating Expenses	<u>257 702</u>	<u>225 125</u>	<u>142 826</u>	<u>605 389*</u>
Operating Profit	<u>\$267 122</u>	<u>\$ 30 267</u>	<u>\$ 72 620</u>	<u>370 009</u>
Interest income				28 019
Equity in earnings of affiliates				16 026
Loss on foreign exchange				(408)
General and administrative expenses				(70 507)
Interest on long-term debt				(22 850)
Other expenses				(1 139)
Provision for income taxes				(155 464)
				<u>(206 323)</u>
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary				<u>\$163 686</u>

1979

	Natural Resources	Refined Oil Products	Natural Gas Liquids	Total
Sales to customers	\$391 729	\$182 308	\$119 124	\$693 161
Inter-segment transfers	11 358	13 466	—	—
Total Operating Revenue	403 087	195 774	119 124	693 161*
Product costs and operating expenses	79 282	165 393	86 037	305 888*
Depreciation, depletion and amortization	120 277	3 538	5 009	128 824
Total Operating Expenses	199 559	168 931	91 046	434 712*
Operating Profit	<u>\$203 528</u>	<u>\$ 26 843</u>	<u>\$ 28 078</u>	258 449
Interest income				29 319
Equity in earnings of affiliates				15 580
Gain on foreign exchange				1 746
General and administrative expenses				(48 463)
Interest on long-term debt				(17 626)
Other expenses				(515)
Gain on sale of portion of investment in the Syncrude Project				14 532
Provision for income taxes				(121 968)
Minority interest				(5 049)
				<u>(132 444)</u>
Net Earnings for Year Before Preferred Share Dividends of Subsidiary				<u>\$126 005</u>

*After elimination of inter-segment transfers, which are accounted for at market value.

The identifiable assets at December 31, and the amount of capital expenditure for the year, by business segment, are as follows:

	Identifiable Assets		Capital Expenditure	
	1980	1979	1980	1979
Natural resources	\$2 919 403	\$2 598 080	\$386 016	\$288 036
Refined oil products	223 085	106 858	17 399	4 220
Natural gas liquids	148 550	160 117	1 212	41 034
Other	475 728	546 266	34 906	34 362
	<u>\$3 766 766</u>	<u>\$3 411 321</u>	<u>\$439 533</u>	<u>\$367 652</u>

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies, general corporate assets and miscellaneous corporate ventures.

13. Subsequent Event

Pursuant to an agreement with the majority shareholder of Petrofina Canada Inc., dated February 2, 1981, the Corporation has agreed to make an offer to acquire all of the issued and outstanding common shares of Petrofina Canada Inc. for an initial aggregate consideration of approximately \$1.46 billion. The agreement, which is subject to certain conditions, rulings and approvals, provides for the acquisition of not less than 51% of the shares in 1981. The balance may be acquired during 1982 and 1983 and the agreement provides for an escalation of the purchase price for such shares in recognition of an interest factor. Funds for the acquisition will be provided from a combination of government and bank financing.

Reading the Financial Statements — An Introduction

The following summary of how Petro-Canada reports on its operations is intended to outline the methodology of the Corporation's financial presentation and to assist the reader in a fuller understanding of the data presented in the consolidated financial statements.

The consolidated financial statements presented on pages 28-42 summarize the accounting records of Petro-Canada and its subsidiaries. They consist of the balance sheet, the statement of earnings and retained earnings and the statement of changes in financial position, together with explanatory notes.

The Consolidated Balance Sheet

The balance sheet (pages 28 and 29) is a summary of the Corporation's assets, liabilities and shareholder's equity at a specific date, December 31, 1980, which is the end of the Corporation's financial year.

Assets: The assets are classified into four categories:

Current assets consists of cash and items which are expected to be converted into cash or consumed in operations within one year of the balance sheet date;

Investments represents the Corporation's interest in other companies in which it has an ownership of less than or equal to fifty per cent;

Property, plant and equipment consists mainly of investment in oil and gas properties and related facilities, for use in operations. Property, plant and equipment is stated at cost less accumulated depreciation, depletion and amortization charged to earnings;

Deferred charges are costs incurred which represent potential contribution to future revenue and which will be charged to earnings in future years.

Liabilities: The balance sheet classifies liabilities into five categories:

Current liabilities are amounts owed by the Corporation which are expected to be paid within one year of the balance sheet date;

Long-term debt consists of borrowings from banks and other institutions which are repayable over a period of time commencing more than one year after the balance sheet date;

Advances on future natural gas deliveries represents payments received by the Corporation under the provisions of "take or pay" contracts for undelivered natural gas. The revenue will be included in earnings when the gas is delivered;

Deferred income taxes result from deducting certain costs in determining taxable income for a particular year to a greater extent than such costs are deducted from income for financial reporting purposes in that year. Typical of such costs are exploration expenditures, which may be deducted from income in calculating income taxes payable in the year they are spent, but which are deducted from income for financial reporting purposes over a number of years. Deferred income taxes is not a liability but rather represents the cumulative amount by which the provisions for income taxes reported in the financial statements exceed income taxes currently payable, using the deductions permitted under the Income Tax Act;

Preferred shares issued by a subsidiary consists of shares issued by Petro-Canada Exploration Inc. to a group of Canadian chartered banks.

Shareholder's equity is the shareholder's investment in the net assets of the Corporation. The balance sheet classifies it into two categories: **Capital**

Capital represents payments received from the Government of Canada for purchase of the Corporation's preferred and common shares;

Retained earnings are the accumulated earnings of the Corporation since incorporation which have been reinvested in operations. The computation of retained earnings is shown in the statement of earnings and retained earnings.
(Page 30)

The Consolidated Statement of Earnings and Retained Earnings

Whereas the balance sheet is a record of the financial position of the Corporation at a specific date, December 31, 1980, the statement of earnings presents the financial results of activities over a twelve month period. The statement shows how the earnings (profit) for the year were derived. It identifies the sources of the Corporation's revenue and the various categories of expenses incurred to produce the revenue. It also identifies the provision for income taxes and the preferred share dividends paid by Petro-Canada Exploration Inc. In the lower portion of the statement the earnings for the year are added to the opening retained earnings, resulting in the retained earnings at the end of the year. This amount is included in the shareholder's equity portion of the balance sheet.

The Consolidated Statement of Changes in Financial Position

The statement of changes in financial position (Page 31) identifies the major sources of funds received during the year and the uses to which these funds have been put. The Corporation defines "funds" as working capital, which is the difference between current assets and current liabilities reflected in the balance sheet.

The statement commences with the earnings before preferred share dividends of subsidiary, from the statement of earnings and retained earnings, to which is added the charges deducted in computing earnings which did not involve an outlay of working capital during the current year (eg. depreciation, depletion and amortization, deferred income taxes, etc.). This gives the working capital provided from operations. The other sources of working capital are derived from the proceeds of the issue of shares and from advances on future natural gas deliveries. The major uses of working capital are deducted from the total sources to determine the change in working capital for the year. To this is added the opening working capital, resulting in the working capital at December 31, 1980.

Notes to Consolidated Financial Statements

Note 1 (Pages 32 and 33) is a summary of the significant accounting policies followed by the Corporation. This summary describes the policies used in preparing the consolidated financial statements; valuation of inventories; accounting for investments; capitalizing costs of property, plant and equipment and how these costs are charged against earnings over the lives of the assets. The summary also outlines how deferred charges, research costs and income taxes are accounted for and how foreign financial data is translated into Canadian dollars.

The other notes provide disclosures required in order to comply with generally accepted accounting principles and provide additional information and analyses of significant items.

Comparative Figures

The balance sheet as at December 31, 1979 and the 1979 results of operations and changes in financial position are presented in the financial statements for comparative purposes.

Five Year Financial and Operating Summary

		1980	1979	1978	1977	1976
				(Note 2)		(Note 2)
Summary of Earnings (in thousands of dollars)	Revenue	\$ 1 019 035	\$ 754 338	\$ 205 095	\$ 92 693	\$ 39 339
	Expenses	699 885	501 316	128 600	62 280	24 790
		319 150	253 022	76 495	30 413	14 549
	Deduct: Provision for income taxes	155 464	121 968	42 109	20 898	11 216
	Minority interest	—	5 049	7 010	—	—
	Net earnings before preferred share dividends of subsidiary	163 686	126 005	27 376	9 515	3 333
	Preferred share dividends of subsidiary	107 937	95 846	13 636	—	—
	Net earnings after preferred share dividends of subsidiary	\$ 55 749	\$ 30 159	\$ 13 740	\$ 9 515	\$ 3 333
Other Financial Data (in thousands of dollars)	Working capital provided from operations	\$ 457 550	\$ 357 684	\$ 113 168	\$ 55 884	\$ 23 820
	Capital expenditures	439 533	367 652	247 304	188 705	293 917
	Acquisition of subsidiary companies	—	749 528	746 861	—	342 440
	Total assets	3 766 766	3 411 321	3 348 913	878 696	721 016
	Working capital (deficiency)	135 205	186 063	82 824	(733)	13 988
	Long-term debt (Note 3)	283 075	329 506	337 116	214 000	240 000
	Preferred shares issued by a subsidiary	1 464 375	1 464 375	1 464 375	—	—
	Shareholder's equity	1 114 599	978 850	802 691	551 148	387 133
Daily Production (net before royalties)	Domestic production from oil and gas wells					
	- Crude oil and natural gas liquids (thousands of m³)	9.9	11.1	10.9	4.4	4.4
	- Natural Gas (millions of m³)	9.3	11.5	10.7	2.5	2.5
	Synthetic crude oil (thousands of m³)	1.5	1.2	—	—	—
	Foreign crude oil (thousands of m³)	0.2	—	—	—	—
Proven Reserves (net before royalties)	Domestic (Note 4)					
	- Crude oil and natural gas liquids (millions of m³)	48.7	48.8	51.4	24.1	25.3
	- Natural gas (billions of m³)	115.4	107.5	118.9	23.2	22.6
	Foreign					
	- Crude oil and natural gas liquids (millions of m³)	1.0	1.0	1.0	—	—
Marketing	Sales Volumes (millions of litres)					
	- Gasoline and distillates	1 436	1 343	185	—	—
	- Natural gas liquids	1 219	1 212	246	—	—
	Marketing Outlets	407	420	426	—	—
Employees	Number at December 31	2 823	2 246	2 038	649	320

Notes:

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Financial and operating results are included from August 1, 1976 for Petro-Canada Exploration Inc. (formerly Atlantic Richfield Canada Ltd.) and from November 11, 1978 for Pacific Petroleum Ltd.
3. Long-term debt includes current maturities.
4. The proven reserves figures do not include synthetic crude oil reserves resulting from the Corporation's interest in the Syncrude Project.

Sommaire (Finance et Exploitation) des cinq dernières années

	1980	1979	1978	1977	1976
Sommaire des bénéfices					
Revenu	\$1 019 035	\$ 754 338	\$ 205 095	\$ 92 693	\$ 39 339
Dépenses	699 885	501 316	128 600	62 280	24 790
(en milliers de dollars)					
Déduire: Provision pour impôts	319 150	253 022	76 495	30 413	14 549
sur le revenu					
Intérêt minoritaire	155 464	121 968	42 109	20 898	11 216
Bénéfice net avant dividendes	—	5 049	7 010	—	—
sur les actions privilégiées					
d'une filiale	163 686	126 005	27 376	9 515	3 333
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	107 937	95 846	13 636	—	—
Bénéfice net après les dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	\$ 55 749	\$ 30 159	\$ 13 740	\$ 9 515	\$ 3 333
Fonds de roulement	\$ 457 550	\$ 357 684	\$ 113 168	\$ 55 884	\$ 23 820
provenant de l'exploitation					
Dépenses en immobilisations	439 533	367 652	247 304	188 705	293 917
Acquisition de sociétés filiales	—	749 528	746 861	—	342 440
Actif total	3 766 766	3 411 321	3 348 913	878 696	721 016
Fonds de roulement (insuffisance)	135 205	186 063	82 824	(733)	13 988
Dettes à long terme (note 3)	283 075	329 506	337 116	214 000	240 000
Actions privilégiées émises	1 464 375	1 464 375	1 464 375	—	—
Avoir de l'actionnaire	1 114 599	978 850	802 691	551 148	387 133
Production quotidienne (nette avant redevances)					
- Pétrole brut et dérivés	9,9	11,1	10,9	4,4	4,4
liquides du gaz naturel	(milliers de m³)				
- Gaz naturel (milliers de m³)	9,3	11,5	10,7	2,5	2,5
Pétrole brut synthétique	1,5	—	—	—	—
(milliers de m³)					
Pétrole brut étranger (milliers de m³)	0,2	1,2	—	—	—
Réserves prouvées (nettes avant redevances)					
- Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel (millions de m³)	48,7	48,8	51,4	24,1	25,3
Etranger	115,4	107,5	118,9	23,2	22,6
- Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel (millions of m³)	1,0	1,0	1,0	—	—
Vente (millions de litres)	1 436	1 343	185	—	—
- Essence et distillat	1 219	1 212	246	—	—
- Dérivés liquides du gaz naturel	407	420	426	—	—
Points de distribution	2 823	2 246	2 038	649	320
Employés					
Notes:					
1. On a reclassifié certains chiffres rapportés précédemment pour les années précédentes afin de refléter les changements ultérieurs dans la présentation.					
2. Les résultats financiers et de l'exploitation sont inclus depuis le 1 ^{er} août 1976 pour Petro-Canada Exploration Inc. (autrefois Atlantic Richfield Canada Ltd.) et depuis le 1 ^{er} novembre 1978 pour Pacific Petroleum Ltd.					
3. La dette à long terme inclut les échéances à court terme.					
4. Les chiffres donnés pour les réserves prouvées n'incluent pas les réserves de brut synthétique provenant de l'intérêt de la Société dans le Projet Synchrude.					

Les actions privilégiées émises par Petro-Canada Exploration Inc. à un groupe de banques à charte canadiennes.

L'avoir de l'actionnaire représente l'investissement de l'actionnaire dans l'actif net de la Société. Le bilan le divise en deux catégories:

Le capital représente les versements reçus du Gouvernement du Canada pour l'achat des actions privilégiées et ordinaires de la Société;

Les bénéfices non répartis sont les bénéfices accumulés de la Société depuis son incorporation et qui ont été réinvestis dans les activités. Le calcul des bénéfices non répartis figure dans l'état des résultats et des bénéfices non répartis (page 30).

L'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Alors que le bilan est une photo de la situation financière de la Société à une date donnée, soit le 31 décembre 1980, l'état des résultats et des bénéfices non répartis présente les résultats financiers des activités au cours d'une période de douze mois. Il indique d'où proviennent les résultats (bénéfices) de l'exercice. Il indique la provenance des revenus de la Société et les diverses catégories de frais encourus pour obtenir les revenus. Il mentionne également la provision pour les impôts sur le revenu et les dividendes sur actions privilégiées payés par Petro-Canada Exploration Inc. Dans la partie inférieure de l'état, on ajoute le bénéfice de l'exercice aux bénéfices non répartis au début de l'exercice pour obtenir les bénéfices non répartis à la fin de l'exercice. Ce montant figure au bilan dans l'avoir de l'actionnaire.

L'état consolidé de l'évolution de la situation financière

L'état de l'évolution de la situation financière (page 31) indique la provenance des principaux fonds reçus pendant l'exercice et l'utilisation de ces fonds. La Société définit les "fonds" comme étant le fonds de roulement, à savoir la différence entre l'actif à court terme et le passif à court terme que l'on retrouve dans le bilan.

L'état commence par le bénéfice avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale, tiré de l'état des résultats et des bénéfices non répartis, auquel on ajoute les charges déduites lors du calcul des bénéfices et n'impliquant pas un déboursé du fonds de roulement pendant l'exercice en cours (par exemple Amortissement et épuisement, impôts sur le revenu reportés, etc.). On obtient ainsi le fonds de roulement provenant de l'exploitation. Les autres provenances du fonds de roulement sont le Produit de l'émission d'actions et les Avances sur les livraisons futures de gaz naturel. Les principales utilisations du fonds de roulement sont déduites du total des provenances pour déterminer l'évolution du fonds de roulement pendant l'exercice. À ce montant, on ajoute le fonds de roulement au début de l'exercice et on obtient le fonds de roulement au 31 décembre 1980.

Notes des états financiers consolidés

La note 1 (pages 32 et 33) résume les principales méthodes comptables suivies par la Société. Ce résumé indique les méthodes utilisées pour préparer les états financiers consolidés; l'évaluation des stocks; la comptabilisation des placements; la capitalisation des coûts des immobilisations et la méthode d'imputation de ces coûts au bénéfice selon la durée des éléments de l'actif. Le résumé indique également la méthode de comptabilisation des charges reportées, des frais de recherche et des impôts sur le revenu, et la méthode de conversion des données financières étrangères en dollars canadiens.

Les autres notes divulguent les renseignements nécessaires pour se conformer aux principes comptables généralement reconnus et fournissent des informations et des analyses complémentaires sur des postes importants.

Chiffres correspondants

Le bilan au 31 décembre 1979 ainsi que les résultats d'exploitation et l'évolution de la situation financière de 1979 sont donnés à titre de comparaison.

13. Événement subséquent

En vertu de l'accord conclu avec l'actionnaire majoritaire de Petrofina Canada Inc., le 2 février 1981, la Société a convenu de faire une offre pour l'achat de toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Petrofina Canada Inc. pour une contrepartie initiale globale d'environ 1,46 milliard de dollars. L'accord, qui est soumis à certaines conditions, réglementations et approbations, prévoit l'achat d'au moins 51 % des actions en 1981. Le solde peut être acheté au cours des exercices 1982 et 1983 et l'accord prévoit une augmentation du prix d'achat de ces actions en raison du facteur d'intérêt. Les fonds pour l'achat seront fournis conjointement par le Gouvernement et par du financement bancaire.

Introduction à la lecture des états financiers

Le résumé suivant des rapports des activités de Petro-Canada a pour but d'énoncer la méthode de présentation financière de la Société et d'aider le lecteur à mieux comprendre les données présentées dans les états financiers consolidés.

Les états financiers consolidés présentés aux pages 28 à 42 résument les registres comptables de Petro-Canada et de ses filiales. Ils comportent le bilan, l'état des résultats et des bénéfices non répartis et l'état de l'évolution de la situation financière, ainsi que des notes explicatives.

Le bilan consolidé

Le bilan (pages 28 et 29) est un résumé de l'actif, du passif et de l'avoir de l'actionnaire de la Société à une date précise qui constitue la fin de l'exercice financier de la Société, à savoir le 31 décembre 1980.

Actif - L'actif est divisé en quatre catégories:

L'actif à court terme comprend l'encaisse et les postes qui doivent être convertis en espèces ou utilisés pour les activités dans l'année qui suit la date du bilan;

Les placements représentent les intérêts de la Société dans d'autres compagnies dans lesquelles elle détient 50% ou moins du capital;

Les immobilisations comprennent principalement les placements dans des territoires pétrolières et gazières et dans des installations connexes devant servir aux activités de la Société. Les immobilisations sont indiquées au prix coûtant moins les frais d'amortissement et d'épuisement imputés aux bénéfices;

Les charges reportées sont des frais encourus qui représentent une contribution éventuelle à des revenus futurs et qui seront imputés aux bénéfices au cours d'exercices postérieurs.

Passif - Le bilan divise le passif en cinq catégories:

Le passif à court terme englobe les montants dus par la Société et qu'elle devrait payer dans l'année qui suit la date du bilan;

La dette à long terme comprend les emprunts auprès des banques et autres institutions qui sont remboursables sur une période de temps commençant plus d'un an après la date du bilan;

Les avances sur les livraisons futures de gaz naturel représentent les versements reçus par la Société en vertu des dispositions des contrats de type "à prendre ou à payer" pour le gaz naturel non livré. Les revenus seront

inclus dans les bénéfices lorsque le gaz sera livré;

Les impôts sur le revenu reportés sont obtenus en déduisant certains coûts, lors du calcul du revenu imposable d'un exercice donné, d'un montant supérieur à celui dont ces coûts sont déduits du revenu dans les rapports financiers de cet exercice. Les exemples typiques sont les frais d'exploration, que l'on peut déduire du revenu lors du calcul des impôts sur le revenu payables au cours de l'exercice où on les a dépensés, mais qui sont déduits du revenu dans les rapports financiers pendant un certain nombre d'exercices. Les impôts sur le revenu reportés ne sont pas un élément du passif mais constituent plutôt le montant cumulé dont les provisions pour les impôts sur le revenu, indiquées dans les états financiers, dépassent les impôts sur le revenu payables

présentement, en utilisant les déductions autorisées en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu;

Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme; les placements dans d'autres sociétés, l'actif général de la Société et diverses opérations.

	1980	1979	1980	1979	1980	1979
	Eléments d'actif sectoriels	Eléments d'actif sectoriels	Dépense en capital	Dépense en capital		
Ressources naturelles	\$2 919 403	\$2 598 080	\$386 016	\$288 036	Ressources naturelles	\$2 919 403
Produits de pétrole raffiné	223 085	106 858	17 399	4 220	Produits de pétrole raffiné	223 085
Dérivés liquides du gaz naturel	148 550	160 117	1 212	41 034	Dérivés liquides du gaz naturel	148 550
Autres	475 728	546 266	34 906	34 362	Autres	475 728
	\$3 766 766	\$3 411 321	\$439 533	\$367 652		\$3 766 766

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre, et le montant de la dépense en capital de l'exercice, par secteur commercial se présentent comme suit:

* Après élimination des transferts intersectoriels qui sont comptabilisés à la valeur du marché.

	1980	1979	1980	1979	1980	1979
	Ressources naturelles	Produits de pétrole raffiné	Dérivés liquides du gaz naturel	Total		
Ventes aux clients	\$391 729	\$182 308	\$119 124	\$693 161	Ventes aux clients	\$391 729
Transferts intersectoriels	11 358	13 466	—	—	Transferts intersectoriels	11 358
Total du revenu d'exploitation	403 087	195 774	119 124	693 161*	Total du revenu d'exploitation	403 087
Coûts des produits et frais d'exploitation	79 282	165 393	86 037	305 888*	Coûts des produits et frais d'exploitation	79 282
Amortissement et épuisement	120 277	3 538	5 009	128 824	Amortissement et épuisement	120 277
Total des frais d'exploitation	199 559	168 931	91 046	434 712*	Total des frais d'exploitation	199 559
Bénéfice d'exploitation	\$203 528	\$ 26 843	\$ 28 078	258 449	Bénéfice d'exploitation	\$203 528
Revenu d'intérêt				29 319	Revenu d'intérêt	
Participation au bénéfice des sociétés affiliées				15 580	Participation au bénéfice des sociétés affiliées	
Gain sur le change étranger				1 746	Gain sur le change étranger	
Frais généraux et d'administration				(48 463)	Frais généraux et d'administration	
Intérêt sur la dette à long terme				(17 626)	Intérêt sur la dette à long terme	
Autres frais				(515)	Autres frais	
Gain à la vente d'une partie du placement dans le projet Syncrude				14 532	Gain à la vente d'une partie du placement dans le projet Syncrude	
Provision pour impôts sur le revenu				(121 968)	Provision pour impôts sur le revenu	
Intérêt minoritaire				(5 049)	Intérêt minoritaire	
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes sur actions privilégiées de la filiale				(132 444)	Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes sur actions privilégiées de la filiale	
				\$126 005		\$126 005

12. Information sectorielle

La Société fait principalement affaire dans les secteurs suivants:

Secteur commercial	Exploitation
Ressources naturelles	Exploration, activités d'accès et de production du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de terrain, du soufre, des sables pétroliers, du charbon et des minéraux.
Produits de pétrole raffiné	Raffinage de pétrole brut en produits du pétrole, distribution et mise en marché de ceux-ci et des produits de pétrole raffiné achetés.
Dérivés liquides du gaz naturel	Extraction des liquides du gaz naturel; transport, distribution et mise en marché de dérivés liquides du gaz naturel.

Les résultats financiers de l'exploitation par secteur commercial se présentent comme suit:

1980	Produits de pétrole raffiné	Dérivés liquides du gaz naturel	Total
Ressources naturelles	\$508 866	\$215 446	\$975 398
Transferts intersectoriels	15 958	—	—
Total du revenu d'exploitation	524 824	215 446	975 398*
Coûts des produits et frais d'exploitation	132 058	131 546	463 429*
Amortissement et épuisement	125 644	11 280	141 960
Total des frais d'exploitation	257 702	142 826	605 389*
Bénéfice d'exploitation	\$267 122	\$ 72 620	370 009
Revenu d'intérêt			28 019
Participation au bénéfice des sociétés affiliées			16 026
Perte sur le change étranger			(408)
Frais généraux et d'administration			(70 507)
Intérêt sur la dette à long terme			(22 850)
Autres frais			(1 139)
Provision pour impôts sur le revenu			(155 464)
Bénéfice net de l'exercice avant les dividendes sur actions privilégiées de la filiale			(206 323)
			\$163 686

11. Engagements et passif éventuel

Engagements

En plus des engagements encourus dans le cours normal des affaires, la Société a conclu les engagements suivants au 31 décembre 1980:

- (a) La Société a conclu une entente pour participer à la construction d'un nouvel immeuble de bureaux à Calgary et a aussi conclu une entente pour participer à la construction d'un navire de forage au large. Ces projets exigeront un engagement de la Société d'environ \$183 600 000 qu'elle prévoit financer au moyen d'emprunts hypothécaires. De plus, la Société a convenu de conclure des contrats de location à long terme pour l'utilisation du navire de forage au large et l'utilisation de l'immeuble de bureaux.
- (b) La Société a loué certains navires de forage au large pour des périodes de un à quatre ans. Les loyers se chiffrent à environ: 1981 — \$65 800 000, 1982 — \$123 000 000, 1983 — \$96 700 000 et 1984 — \$65 200 000. La Société utilisera ces navires pour les projets d'exploitation effectués au cours de la saison de forage canadienne et les loyers seront partagés avec d'autres compagnies participantes. De plus, on a l'intention de sous-louer les navires de forage lorsqu'ils ne sont pas utilisés pour ces projets.

- (c) La Société participe à un projet exploité par Syncrude Canada Ltd. qui a pour but de produire du pétrole brut synthétique à partir des sables bitumineux de l'Athabasca. Les installations, qui ne sont pas détenues par les participants, associées au Projet Syncrude consistent en une usine génératrice d'électricité et de vapeur, un pipe-line de gaz combustible et un pipe-line pour transporter le produit de l'usine à Edmonton. La Société et les autres participants ont des ententes d'utilisation minimale portant sur ces installations.

Passif éventuel

Le 9 janvier 1980, Atlantic Richfield Company a signifié une demande introductive d'instance à la Société et à PEX demandant que la Société agisse de sorte que PEX intente une action en dommages-intérêts et à PEX de \$12 039 000 contre le Gouvernement de la Saskatchewan relativement à des versements effectués par PEX en vertu de certaines lois de la Saskatchewan (lesquelles lois ont par la suite été déclarées non constitutionnelles) avant l'époque où la Société a acquis les actions de PEX de Atlantic Richfield Company. La demande introductive d'instance demande à la Cour, entre autres, certains dégrèvements injonctifs et dommages-intérêts généraux au montant de \$20 000 000.

Avant de recevoir la demande introductive d'instance, PEX avait exécuté un acte de cession et de transfert de droit avec le Gouvernement de la Saskatchewan selon lequel les versements effectués en vertu de la loi non constitutionnelle ont été crédités à un montant cotisé aux termes de la loi intitulée "Oil Well Income Tax Act, 1978" pour la même période que celle couvrant les versements déjà effectués. La Direction croit, sur la foi de l'avis des conseillers juridiques, qu'aucune provision n'est requise pour la demande dans les comptes de la Société.

9. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de \$155 464 000 (1979 — \$121 968 000) représente un taux réel de 48,8% (1979 — 48,2%) sur le bénéfice avant impôts de \$319 150 000 (1979 — \$253 022 000). La provision a été calculée comme suit:

1980	1979
Bénéfice avant impôts sur le revenu	\$319 150
Ajouter (déduire)	
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux ..	213 231
Déductions fédérales	
Déduction en matière de ressources	(132 791)
Épuisement fiscal	(94 730)
Déductions au titre de l'exploration en régions éloignées	(5 198)
Intérêt non déductible sur les Débitures	
bancaires à intérêt conditionnel (note 6)	12 879
Portion non imposable du gain en capital	(39)
Amortissement de l'excédent de la valeur attribuée sur la	
valeur comptable de l'actif acquis lors de l'achat de filiales	48 520
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	(16 026)
Autre	(4 326)
	340 670
	295 491
Taux combiné d'impôts sur le revenu canadiens	
fédéral et provinciaux à 48,8% (1979 — 47%)	166 247
Déduire rabais et crédits fiscaux	
Programmes de rabais provinciaux d'impôts sur le revenu	(10 783)
Crédit d'impôt fédéral à l'investissement	—
Provision pour impôts sur le revenu	\$155 464
	\$121 968

10. Chiffres correspondants

Certaines reclassifications ont été apportées aux chiffres correspondants de 1979 afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

7. Actions privilégiées émises par une filiale

Les actions privilégiées ont été émises par PEX et comportent 12 500 000 actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables, à dividende cumulatif à taux variable, émises à \$100 US par action à un groupe de banques à charte canadiennes.

Les actions sont rachetables, au gré de PEX, à \$100 US par action, plus les dividendes accumulés, sauf dans la mesure où les actions en excès de 3 125 000 sont rachetées avant le 10 novembre 1981, ces actions excédentaires sont rachetables à une prime de \$2 US par action.

Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés sur le pourcentage, au gré de PEX, soit des taux de base des États-Unis, soit des taux LIBOR (London Inter-Bank Offered Rates) des banques. Le taux de dividende était d'environ 10% par an au 31 décembre 1980.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si PEX n'exerce pas son droit d'achat des actions sur une période de dix ans commençant le 31 décembre 1983 ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à \$100 US plus les dividendes courus.

8. Capital

Autorisé:

Le capital initial autorisé de la Société était de \$500 millions répartis en 100 actions ordinaires d'une valeur nominale de \$5 millions chacune. Ce capital initial fut porté à 116 actions ordinaires à l'acquisition du capital-actions de Panarctic Oils Ltd., antérieurement détenu par le Gouvernement du Canada.

En vertu de la Loi créant Petro-Canada et sous réserve de certaines conditions et limites quant au montant global, le capital autorisé de la Société est augmenté par l'émission d'actions privilégiées. Par conséquent, les actions privilégiées autorisées et émises représentent un montant identique en tout temps. Ces actions privilégiées ont une valeur au pair de \$1 chacune, sont rachetables au pair au gré de la Société, ne comportent aucun taux déclaré de dividende et ce dividende n'est pas cumulatif.

Emis (au Gouvernement du Canada):

1980		1979	
Nombre d'actions	Contrepartie	Nombre d'actions	Contrepartie
Actions ordinaires			
116	\$580 000	88	\$440 000
—	—	28	140 000
116	\$580 000	116	\$580 000
Actions privilégiées			
343 799 853	\$343 800	337 799 853	\$337 800
80 000 000	80 000	6 000 000	6 000
423 799 853	\$423 800	343 799 853	\$343 800
Solde à la fin de l'exercice			
423 799 853	\$423 800	343 799 853	\$343 800
Solde au début de l'exercice			
80 000 000	80 000	6 000 000	6 000
423 799 853	\$423 800	343 799 853	\$343 800
Solde à la fin de l'exercice			
423 799 853	\$423 800	343 799 853	\$343 800

Echéance	1980	1979
En dollars canadiens		
Déventures bancaires à intérêt conditionnel	1983	\$140 000
Hypothèques 6,25 % - 14,75 %	1985	1 549
Autre dette à long terme, ne portant pas intérêt	1987	2 800
En dollars américains		
Billets non garantis 9 % (\$60 000 000 US)	1996	71 116
Billets non garantis 8,45 % (\$30 000 000 US)	1987	35 539
Billets non garantis 5,25 % (\$22 100 000 US)	1985	26 351
Hypothèques 5,75 % - 6,25 % (\$3 734 000 US)	1988	4 485
Billets garantis 6,5 % (\$977 000 US)	1982	1 235
	283 075	329 506
Moins le capital échéant d'ici un an	61 668	47 270
	\$221 407	\$282 236

Les Déventures bancaires à intérêt conditionnel sont détenues par une banque à charte canadienne et portent intérêt à environ 50% (1979 – 52%) du taux d'intérêt préférentiel de cette banque, tel que déclaré de temps à autre. Selon la Loi de l'impôt sur le revenu, aucune déduction n'est admise pour le coût de l'intérêt relié aux Déventures bancaires à intérêt conditionnel (note 9).

Remboursement de la dette à long terme

Le remboursement de la dette à long terme au cours de chacun des cinq prochains exercices est

1981 — \$61 668 000	1982 — \$66 353 000	1983 — \$56 406 000
1984 — \$16 338 000	1985 — \$16 127 000	

4. Immobilisations

Les immobilisations comprennent:

Territoires gazéifères et pétroliers Canada	Coût	Amortissement et épuisement accumulés	Net	Net
— Hors des régions éloignées	\$2 205 664	\$229 371	\$1 976 293	\$1 850 057
— Régions éloignées	376 338	58 510	317 828	214 185
Etranger	93 881	9 987	83 894	67 866
Sables bitumineux				
— Projet Syncrude et concessions afférentes	293 135	10 273	282 862	280 427
— Autres concessions de ce secteur et dépenses s'y rapportant	41 639	6 301	35 338	19 603
Raffinage et mise en marché	61 742	7 776	53 966	44 816
Dérivés liquides du gaz naturel	128 077	6 827	121 250	125 575
Pipe-lines et autres immobilisations	89 790	10 480	79 310	65 793
	\$3 290 266	\$339 525*	\$2 950 741	\$2 668 322

* Composé d'amortissement corporel — \$56 464 000, d'épuisement — \$207 396 000 et d'amortissement incorporel — \$75 665 000 (au 31 décembre 1979 — \$26 998 000, \$127 670 000 et \$44 411 000 respectivement).

5. Charges reportées

Les charges reportées comportent:

Au prix coûtant:			
	1980		1979
Projets pétrole lourd	\$ 7 090	\$ 12 647	\$ 13 501
Projet Gaz polaire	15 372	13 501	7 502
Projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique	10 899	3 582	—
Autre	6 631	585	—
Moins l'amortissement:			
Frais relatifs à la dette	434	585	—
Programme de mise en marché	1 117	—	—
	\$ 41 543	\$ 37 817	—

2.

Stocks

Les stocks se composent de:

	1980	1979
Pétrole brut étranger.....	\$ 51 356	\$ —
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises.....	43 796	25 022
Matériel et fournitures.....	32 062	26 206
	<u>\$127 214</u>	<u>\$ 51 228</u>

3. Placements

Les placements de la Société comprennent:

	1980	1979
À la valeur comptable		
Westcoast Transmission Company Limited	\$163 012	\$157 516
Panarctic Oils Ltd.	117 598	108 553
Pacific Northern Gas Ltd.	2 559	2 287
Autre, au coût.....	8 648	7 530
	<u>\$291 817</u>	<u>\$275 886</u>

Westcoast Transmission Company Limited

Au 31 décembre 1980, la Société détenait 35,2% du total des actions ordinaires en circulation de Westcoast Transmission Company Limited. Westcoast a des actions ordinaires en réserve pour émission aux détenteurs de droits de souscription et de droits d'achat d'actions. Si toutes les actions réservées étaient émises, l'intérêt de la Société dans Westcoast serait réduit à 31,1%.

La valeur attribuée au placement dans Westcoast excède la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition de \$33 388 000. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif sous-jacents s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de Westcoast.

Westcoast est une compagnie d'utilité publique réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes du coût du service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet direct sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Au 31 décembre 1980, la valeur à la cote du placement de la Société dans Westcoast était de \$189 333 000 (1979 - \$184 560 000).

Panarctic Oils Ltd.

Au 31 décembre 1980, la Société détenait environ 45% des actions ordinaires émises de Panarctic Oils Ltd. Ces actions ne sont pas transigées sur le marché libre et, par conséquent, elles n'ont pas de valeur à la cote. Les activités de Panarctic Oils Ltd. en sont à l'étape exploratoire et tous les frais moins le revenu divers ont été capitalisés; la compagnie est censée ne pas avoir gagné de profit ou supporté de perte. La Société s'est engagée à dépenser environ \$6 000 000 relativement au financement permanent de Panarctic.

L'actif à court terme et le passif à court terme sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Le gain ou la perte qui en résulte est inclus au bénéfice. L'actif à long terme, le passif et les actions privilégiées émises par une filiale sont convertis aux taux en vigueur aux dates où l'actif a été acquis, l'obligation encourue ou le capital-actions émis. Les postes de revenus et de frais sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice à l'exception de l'épuisement et de l'amortissement, corporel et incorporel, qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

n) Conversion des devises étrangères

La Société fait toutes les provisions requises pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame pour fins d'impôt un amortissement, des coûts d'exploration et d'exploitation et d'autres coûts qui dépassent les montants imputés aux frais dans les états financiers.

g) Impôts sur le revenu

Les frais de recherche sont imputés au bénéfice lorsque engagés.

f) Frais de recherche

Les frais d'émission de dette sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée de la dette. L'amortissement est inclus à l'intérêt sur la dette à long terme à l'état consolidé des résultats et des bénéfices non répartis.

Certains des coûts relatifs au programme de mise en marché de la Société sont reportés et amortis selon la méthode linéaire sur une période de cinq ans.

de réglementation.

tout étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes

Les coûts du projet "Gaz polaire" ont trait aux études de faisabilité liées à un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le coût étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes

Les coûts du projet "Gaz polaire" ont trait aux études de faisabilité liées à un gazoduc des îles de l'Arctique vers l'est du pays. Selon l'accord de participation, les participants pourront considérer les coûts encourus comme un placement de participation dans une compagnie constituée pour construire et exploiter le gazoduc, ou être remboursés à même le financement de cette compagnie, le coût étant sujet à la possibilité de réaliser le projet et à l'approbation des organismes

connexes seront alors imputés au bénéfice.

Lorsque la production ou l'activité commerciale d'un projet particulier commence, les dépenses connexes seront portées aux immobilisations et imputées au bénéfice selon la vie utile estimative du projet. Advenant que l'on décide de ne pas procéder avec un projet particulier, tous les coûts connexes seront alors imputés au bénéfice.

(iv) À d'autres activités – transport et raffinage.

(iii) Au projet Gaz naturel liquéfié de l'Arctique

(ii) Au projet Gaz polaire

(i) À la production d'hydrocarbures provenant de gisements de pétrole lourd classique

La Société reporte les coûts encourus sur les études de faisabilité liées aux évaluations économiques et à l'ingénierie préliminaire relativement:

e) Charges reportées

L'amortissement des immobilisations (sauf comme il est noté ci-dessus) se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation ou selon la méthode de l'amortissement linéaire selon le cas. L'amortissement linéaire varie de 4% à 25%.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relatives au pétrole et au gaz sont exploitées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

Notes des états financiers consolidés

31 décembre 1980

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

a) Principe de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de sa filiale, Petro-Canada Exploration Inc. ("PEX") et de toutes les filiales de celle-ci (la "Société"). L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur les valeurs comptables nettes sous-jacentes aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis.

b) Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

c) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolières et gazeuses, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les coûts se rapportant à l'exploration et à l'exploitation de ces réserves pétrolières et gazeuses sont capitalisés. Ces coûts incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de possession sur les territoires non exploités, les coûts de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration.

On a établi des centres de coûts séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour chacune des cinq régions éloignées du Canada et chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt. Les coûts encourus dans les régions du Canada autres que les régions éloignées et dans les régions étrangères productives sont amortis séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation basée sur les estimations de réserves pétrolières et gazeuses prouvées. Aux fins du calcul de l'épuisement, on convertit la production et les réserves de gaz naturel en quantités équivalentes de barils de pétrole brut en se basant sur le contenu relatif d'énergie de chaque produit.

Les coûts annuels encourus dans les autres centres séparés sont amortis selon la méthode linéaire durant la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration dans chaque région. Là où l'exploration se révèle fructueuse, l'amortissement linéaire cessera et le solde non amorti du centre de coûts sera réparti selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation lorsque débutera la production. Là où les résultats de l'exploration se seront avérés négatifs et où le centre de coûts aura été abandonné ou condamné, le solde non amorti de ce centre de coûts sera alors imputé au bénéfice.

Les coûts des immobilisations se rapportant au Projet Synchronde et aux concessions connexes sont accumulés dans un centre de coûts distinct et sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation. Les dépenses se rapportant aux autres concessions des sables bitumineux sont aussi accumulées dans des centres de coûts distincts et sont amorties, réparties ou autrement imputées au bénéfice selon la politique énoncée au paragraphe précédent.

Etat consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1980

(en milliers de dollars)

1980	1979
Provenance du fonds de roulement	
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes	\$ 126 005
sur actions privilégiées de la filiale	
Ajouter les postes n'affectant pas le fonds de roulement	293 864
Fonds de roulement provenant de l'exploitation	457 550
Produit de l'émission d'actions	80 000
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	19 891
Produit de l'émission de la dette à long terme	—
Réduction de l'encaisse détenue pour placement	—
Produit de la vente d'une partie du placement dans le Projet Syncrude	—
	557 441
	1 363 972
Utilisation du fonds de roulement	
Acquisition d'immobilisations	424 379
Dividendes sur actions privilégiées versés par la filiale	107 937
Réduction de la dette à long terme	60 829
Augmentation des placements	10 163
Augmentation des charges reportées	4 991
Acquisition des actions de Pacific Petroleum Ltd.	—
	608 299
	1 260 733
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	(50 858)
Fonds de roulement au début de l'exercice	186 063
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	\$ 186 063

État consolidé des résultats et des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1980

(en milliers de dollars)

	1980	1979
Revenus		
Exploitation	\$ 975 398	\$ 693 161
Intérêt	28 019	29 319
Participation au bénéfice des sociétés affiliées	16 026	15 580
Gain (perte) sur le change étranger	(408)	1 746
	<u>1 019 035</u>	<u>739 806</u>
Frais		
Exploitation	463 429	305 888
Amortissement et épuisement	141 960	128 824
Frais généraux et d'administration	70 507	48 463
Intérêt sur la dette à long terme	22 850	17 626
Recherche	1 139	515
	<u>699 885</u>	<u>501 316</u>
Bénéfice avant les postes notés ci-dessous	319 150	238 490
Gain à la vente d'une partie du placement dans le Projet Syncrude	—	14 532
Provision pour impôts sur le revenu (note 9)	319 150	253 022
Reportés	156 407	117 879
Exigibles	(943)	4 089
	<u>155 464</u>	<u>121 968</u>
Intérêt minoritaire	163 686	131 054
	<u>—</u>	<u>5 049</u>
Bénéfice net de l'exercice avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale	163 686	126 005
Dividendes sur actions privilégiées de la filiale (note 7)	107 937	95 846
Bénéfice net de l'exercice après dividendes sur actions privilégiées de la filiale	55 749	30 159
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	55 050	24 891
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	<u>\$ 110 799</u>	<u>\$ 55 050</u>

Passif

Passif à court terme		
Comptes-fournisseurs et frais courus	\$ 285 792	\$ 193 123
Portion de la dette à long terme échéant d'ici un an	61 668	47 270
Impôts sur le revenu à payer	—	2 840
	<u>347 460</u>	<u>243 233</u>
Dette à long terme (note 6)	221 407	282 236
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	37 187	17 296
Impôts sur le revenu reportés	581 738	425 331
Actions privilégiées émises par une filiale (note 7)	1 464 375	1 464 375
Avoir de l'actionnaire		
Capital (note 8)		
Actions privilégiées	423 800	343 800
Actions ordinaires	580 000	580 000
	<u>1 003 800</u>	<u>923 800</u>
Bénéfices non répartis	110 799	55 050
	<u>1 114 599</u>	<u>978 850</u>
Engagements et passif éventuel (note 11)		
	<u>\$3 766 766</u>	<u>\$3 411 321</u>

Bilan consolidé

au 31 décembre 1980

(en milliers de dollars)

Actif

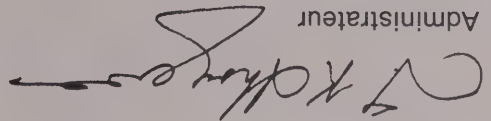
	1980	1979
Actif à court terme	\$ 72 690	\$ 177 308
Encaisse et dépôts à court terme	257 119	195 054
Comptes-clients	127 214	51 228
Stocks (note 2)	25 642	5 706
Dépôts et frais payés d'avance	482 665	429 296
Placements (note 3)	291 817	275 886
Immobilisations, net (note 4)	2 950 741	2 668 322
Charges reportées (note 5)	41 543	37 817

Approuvé au nom du Conseil d'administration

Administrateur



Administrateur



\$3 766 766

\$3 411 321

Responsabilité de la Direction pour les états financiers

Les états financiers ont été préparés par la Direction conformément aux principes comptables généralement reconnus et appropriés dans les circonstances. La Direction est également responsable des autres renseignements contenus dans le Rapport annuel et qui correspondent, le cas échéant, à ceux contenus dans les états financiers. La Direction est aussi responsable d'instaurer et de tenir un système de contrôle interne permettant de garantir raisonnablement la fourniture de renseignements financiers fiables. La Société a un service de vérification interne chargé d'examiner le système de contrôle interne pour s'assurer qu'il est adéquat et fonctionne convenablement.

Le Conseil d'administration est tenu de s'assurer que la Direction remplit ses obligations concernant les rapports financiers et le contrôle interne. Le Conseil assume ses responsabilités par l'entremise de son Comité de vérification, composé en majorité d'administrateurs qui ne sont pas à l'emploi de la Société.

Le Comité remontre la Direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes au moins quatre fois par an pour s'assurer que les responsabilités sont convenablement assurées et pour examiner les états financiers.

Les vérificateurs externes, Peat, Marwick, Mitchell & Cie, effectuent un examen indépendant, conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et donnent leur avis sur les états financiers. Leur vérification comporte un examen et une évaluation du système de contrôle interne de la Société et des sondages et procédés appropriés pour s'assurer de façon raisonnable que les états financiers sont présentés fidèlement. Les vérificateurs externes ont pleinement et gratuitement accès au Comité de vérification du Conseil d'administration.

Rapport des vérificateurs



Peat, Marwick, Mitchell & Cie

A l'honorable Marc Lalonde, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1980 ainsi que les états consolidés des résultats et des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

A notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1980 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

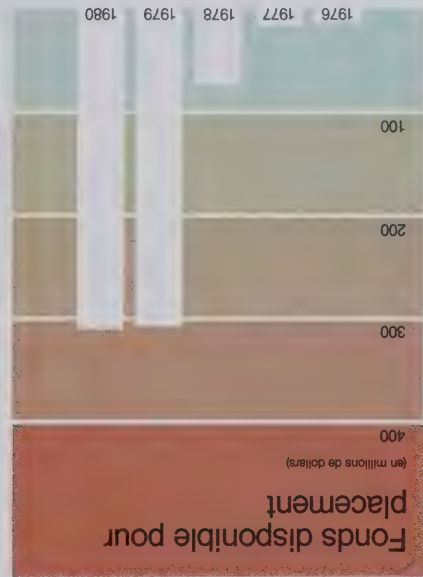
Nous estimons également, en vertu de l'article 77(1) de la Loi sur l'administration financière, qu'à notre avis, la Société a tenu les livres de comptabilité appropriés et que les opérations de la Société venues à notre connaissance étaient de la compétence de la Société.

Peat, Marwick, Mitchell & Co

Calgary, Canada
le 25 février 1981

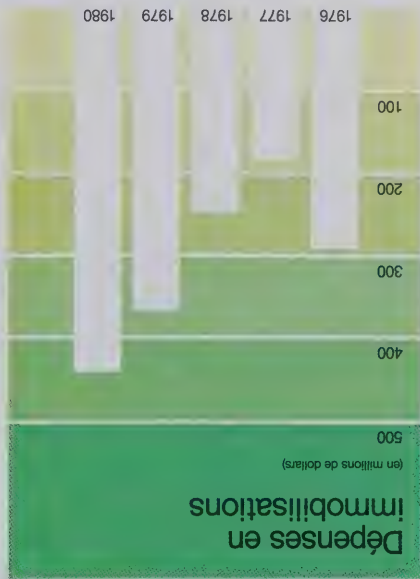
Comptables agréés

Fonds disponible pour placement



Petro-Canada a produit un fonds disponible pour placement de \$308,7 millions. Ce montant comporte le fonds provenant de l'exploitation (\$457,5 millions), plus les avances sur les livraisons futures de gaz naturel (\$19,9 millions), moins les obligations pour la dette à long terme (\$60,8 millions) et les dividendes sur actions privilégiées (\$107,9 millions).

Dépenses en capital

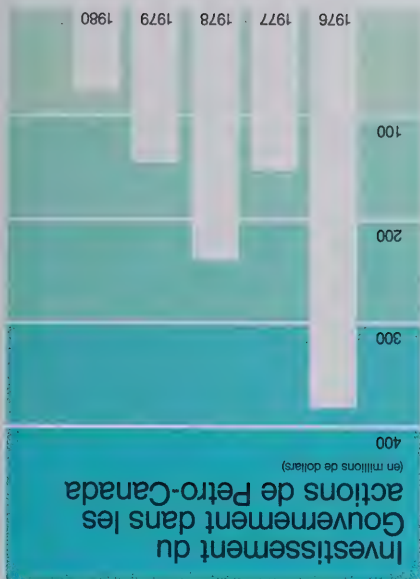


Les dépenses en capital ont augmenté de \$367,7 millions en 1979 à \$439,5 millions en 1980 et se décomposent comme suit:

Exploration et exploitation de pétrole et de gaz	\$ 360,6
Autres actifs de la Société	19,2
Projets des sables bitumineux (sauf Syncrude)	18,7
Raffinage et mise en marché	14,3
Projet Syncrude	10,3
Placements (principalement Panarctic)	10,2
Gaz polaire, Pétrole lourd, Gaz naturel liquéfié de l'Arctique et autres études de praticabilité (charges reportées)	5,0
Dérivés liquides du gaz naturel	1,2
Total	\$ 439,5

Ces dépenses ont été financées par le fonds disponible pour placement (\$308,7 millions), l'émission d'actions privilégiées (\$80 millions) et une diminution du fonds de roulement (\$50,8 millions).

Actif

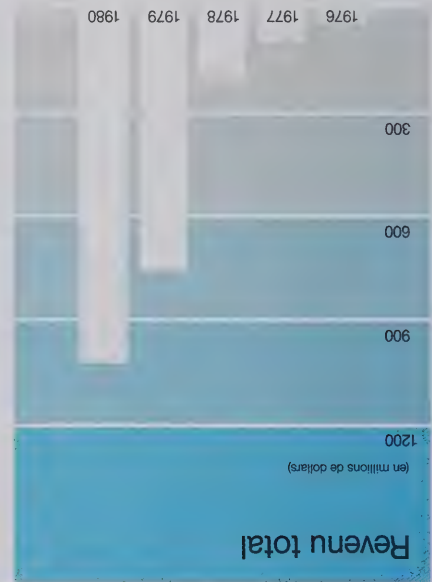


A la fin de l'année 1980, l'actif consolidé atteignait un total de \$3 766,8 millions se décomposant comme suit: actif à court terme (\$482,7 millions); placements, surtout dans Westcoast Transmission et Panarctic (\$291,8 millions); et immobilisations (\$2 950,7 millions), en déduisant le passif et les impôts sur le revenu reportés (au total \$1 187,8 millions) et les actions privilégiées émises par Petro-Canada Exploration Inc. (\$1 464,4 millions), on obtient l'avoir de l'actionnaire d'une valeur comptable de \$1 114,6 millions. A la fin de l'exercice, l'avoir du Gouvernement du Canada comprenait des actions ordinaires (\$580 millions) et des actions privilégiées (\$423,8 millions) pour un total de \$1 003,8 millions. Pour leur part, les bénéfices non répartis atteignaient \$110,8 millions.

Revue financière

Les résultats financiers de Petro-Canada pour l'année 1980 indiquent une croissance continue des revenus, du bénéfice, du fonds d'exploitation et des dépenses en capital. Ces résultats rehaussent la situation financière actuelle de la Société et constituent une solide base de croissance et d'expansion futures.

Revenus



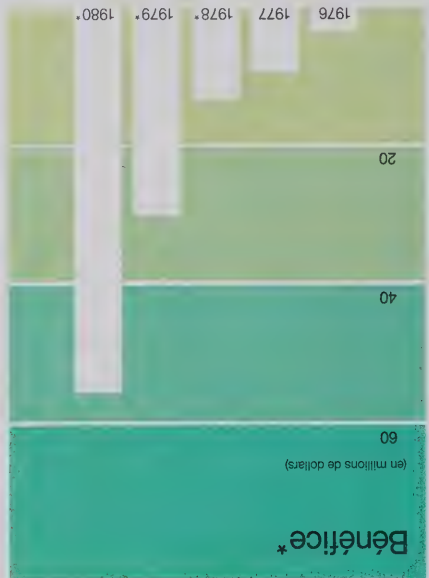
Les revenus d'exploitation sont passés de \$693,2 millions en 1979 à \$975,4 millions, soit une augmentation de \$282,2 millions (40,7 pour cent). L'augmentation est due à la hausse du prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits pétroliers; à l'inclusion des revenus du Projet Synchrude pendant une année complète comparativement à seulement six mois en 1979 et au démarrage des activités des installations d'extraction d'éthane à Empress. L'intérêt obtenu par le placement des excédents de

Frais

caisse provisionnaires a atteint \$28 millions. Le total des revenus est passé de \$739,8 millions en 1979 à \$1 019 millions, soit une augmentation de \$279,2 millions (37,7 pour cent).

Les frais ont augmenté de \$501,3 millions en 1979 à \$699,9 millions en raison de la hausse du coût d'achat du pétrole brut et des produits destinés aux activités de raffinage et de mise en marche; de l'inclusion des activités de Synchrude pendant une année complète; du démarrage des activités d'extraction d'éthane à Empress et de l'incidence de l'inflation sur les frais.

Bénéfice

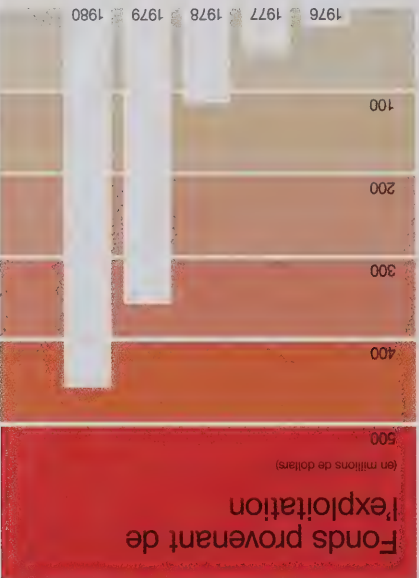


Le bénéfice avant impôts sur le revenu et avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale a atteint \$319,2 millions comparativement à \$253 millions en 1979. La provision de \$155,5 millions pour les impôts sur le revenu a donné un bénéfice net avant dividendes sur actions privilégiées de la filiale de \$163,7 millions, soit une

* Après déduction des dividendes sur les actions privilégiées de PEX, le bénéfice a été de \$136 millions en 1978, de \$95,8 millions en 1979 et de \$107,9 millions en 1980.

Fonds provenant de l'exploitation

augmentation de \$37,7 millions (29,9 pour cent) par rapport à 1979. Les dividendes versés sur les actions privilégiées émises aux banques canadiennes pour financer l'acquisition en 1978 de Pacific Petroleum Ltd. ont atteint \$107,9 millions, ce qui laisse un bénéfice net après dividendes sur actions privilégiées de \$55,7 millions, soit une augmentation de 84,4 pour cent comparativement au chiffre de \$30,2 millions obtenu en 1979.



Le fonds provenant de l'exploitation a augmenté de \$99,8 millions (27,9 pour cent), passant de \$357,7 millions en 1979 à \$457,5 millions en 1980. Ce montant comportait le bénéfice avant dividendes (\$163,7 millions), plus les postes n'exigeant pas de dépenses d'encaisse (\$293,8 millions); impôts sur le revenu reportés (\$156,4 millions); amortissement et épuisement (\$142 millions), moins autres crédits nets (\$4,6 millions).

Mise au point, Marketing

Preuve de sa participation croissante dans les activités de mise au point, Marketing, Petro-Canada a activement contribué à des programmes de recherche au cours de 1980, en examinant de nouvelles techniques de traitement possibles et en identifiant des opportunités commerciales tout en mettant l'accent sur la valorisation des sables pétroliers, du pétrole lourd et des fuels optionnels.

On a étudié durant l'année plusieurs projets importants. Le procédé d'hydrotelage CANMET, soit une nouvelle technologie relative au rendement élevé mise au point par le Ministère fédéral de l'Energie, des Mines et des Ressources, a vu sa valeur technique et économique confirmée. On a initié les travaux d'ingénierie d'une usine semi-

commerciale de démonstration.

Des études de praticabilité technique et économique ont également été

entreprises pour l'achat et l'exploitation de la raffinerie Come-By-Chance à Terre-Neuve ainsi que pour la construction d'une usine de valorisation du pétrole lourd, dans l'est du Canada. Dans ce dernier cas, on a recommandé au Gouvernement du Canada d'entreprendre une autre étude de praticabilité: Petro-Canada s'est jointe à un consortium de raffineurs de la région de Montréal et à la Société québécoise d'initiatives bien une telle étude.

Affaires sociales et environnementales

La Direction de Petro-Canada est d'avis qu'une société de la Couronne a la responsabilité spéciale d'établir un équilibre sain entre le besoin de fournir des sources additionnelles d'hydrocarbures au Canada et celui de respecter l'environnement social et biophysique du pays.

Par conséquent, au cours des phases de conception et de planification de chaque projet, on compile un plein inventaire de son environnement social et physique et on prévoit les répercussions possibles du projet. Cette analyse est ensuite incorporée dans la planification du projet à tous les niveaux de gestion, y compris les décisions relatives à la réalisation même du projet.

L'évidence en est fournie par les travaux de la Société dans l'Arctique. Durant 1980, des études de champs pour le Programme d'études sur l'environnement marin de l'Arctique de l'Est (EEMAE) ont été complètes au coût de \$9,8 millions. Petro-Canada a commandité des études scientifiques et socio-économiques dans la région de Barfin Bay-Lancaster Sound dans l'est de l'Arctique afin d'obtenir des données de base d'après lesquelles on pourra préparer un énoncé sur l'impact environnemental. Ces mesures ont été adoptées avant que la Société décide de développer des plans de forage pour la région.

Les spécialistes environnementaux du projet Canstar, entreprise conjointe des sables pétroliers à laquelle participe Petro-Canada, ont entrepris une série d'études de recherche en parallèle avec la mise au point de plans pour le projet. Les secteurs qui seront étudiés incluent la mise en valeur des terres, la gestion de l'habitat de la faune, les études atmosphériques, les inventaires de ressources archéologiques et historiques, l'évaluation de l'impact social et l'analyse des facteurs coût et bénéfices. On étudie présentement les avenues qui peuvent être ouvertes pour la participation publique et l'implication de la population locale dans le projet.

Petro-Canada a assumé la gestion du Programme d'études biologiques pour le large du Labrador (OLABS) en 1980, dont une partie impliquait la préparation d'une évaluation environnementale intérimaire pour la région costale du Labrador. Des études de champs se poursuivront en 1981.

Fabrication, marketing et mise au point/marketing

Fabrication

A la raffinerie de pétrole de Petro-Canada à Taylor (Colombie-Britannique), on a commencé la construction en 1980 d'un programme d'expansion de \$23 millions qui doit être complétée à la fin de 1981. L'expansion augmentera la capacité de l'usine à produire 700 mètres cubes quotidiens de plus, c'est-à-dire de 2 500 mètres cubes jusqu'à 3 200 mètres cubes par jour afin d'aider à satisfaire la demande croissante en faveur des produits pétroliers raffinés de Petro-Canada.

A Empress (Alberta), la nouvelle unité d'extraction d'éthane turbo-expansion, la plus importante de son genre dans le monde, a complété sa première année entière d'exploitation, en satisfaisant aux spécifications du design et en contribuant des revenus additionnels substantiels à la marge d'auto-financement de la Société. L'usine peut produire 4 300 mètres cubes par jour d'éthane et 3 300 mètres cubes par jour de propane, de butane et de condensat. L'éthane produit par l'usine Empress de Petro-Canada contribue une part importante à la charge d'alimentation en éthane de l'usine d'éthylène Alberta Gas Ethylene Company Ltd. qui fonctionne à l'échelle mondiale à Joffre (Alberta).

On a commencé en 1980 une expansion de la raffinerie de la Société.

Marketing

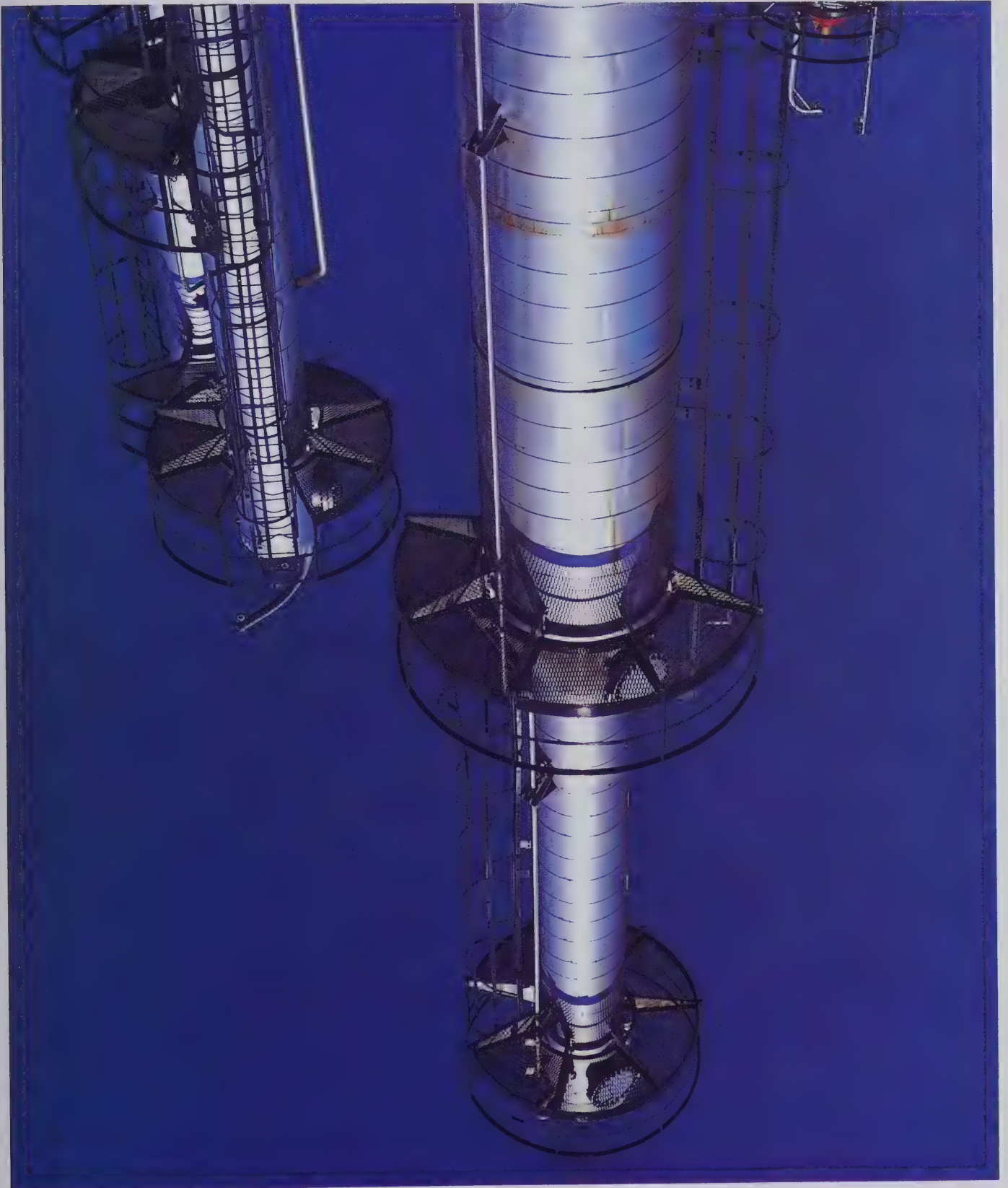
La marque Petro-Canada est apparue pour la première fois en 1980 sur les marchés de détail, de gros et de consommation grâce à un nouveau symbole et à une méthode d'identification qui présente la Société dans un style agressif et clair. En utilisant des études qui établissaient clairement l'appui Petro-Canada dans le domaine du marketing, on a sélectionné un motif visuel qui affiche la feuille d'érable et qui met en évidence l'importance du concessionnaire individuel dans l'exploitation au détail.

installant de nouvelles enseignes et en lançant une campagne publicitaire multi-média pour informer le public. Les cartes de crédit de Petro-Canada ont été émises à 240 000 clients. La réponse du marché a été très encourageante, les ventes ont immédiatement dépassé 15 pour cent dans ces débouchés ré-identifiés. Le volume total des produits pétroliers raffinés vendus par les 352 débouchés de détail et les 55 débouchés de gros de la Société ont augmenté de 8,2 pour cent par rapport à l'année précédente, soit plus du double de la croissance des ventes de l'industrie dans l'ensemble pour l'Ouest du Canada. Les demandes de nouvelles cartes de crédit ont augmenté par un facteur de six.

C'est en octobre que l'on a présenté la nouvelle identité de la Société en

En 1980, les stations-service de Petro-Canada affichaient un nouveau motif visuel.





Expédition et projets spéciaux

Projet pilote de l'Arctique

Le Projet pilote de l'Arctique, organisé et dirigé par Petro-Canada, propose d'expédier par méthannier brise-glace à l'année longue du gaz naturel liquéfié (GNL) depuis les lacs de l'Arctique du Canada. Si ce projet réussit, il constituera le premier pas dans le développement d'une méthode de transport viable et acceptable du point de vue environnemental pour les ressources de l'Arctique du Canada.

Ce projet placera le Canada à l'avant-garde de la navigation marine dans l'Arctique et il fournira le stimulant nécessaire au développement d'une industrie canadienne de technologie superpétrole pour les produits exportables. Ce projet est basé sur l'exportation (par déplacement) d'un

petit volume de gaz à coût élevé des régions reculées; il encouragera l'exploitation du traitement de gaz, l'électronique, l'ingénierie, les industries de construction navale et de services marins du Canada. Le projet fournira aussi la première marge d'auto-financement aux explorateurs de l'Arctique supérieur et d'ailleurs, l'exploration des ressources d'hydrocarbures de l'Arctique du Canada.

En 1980, Petro-Canada signait des ententes d'achat de 50 milliards de mètres cubes de gaz naturel de l'Arctique avec Panarctic Oils Ltd., ainsi que des ententes de vente de gaz avec un consortium dirigé par Tenneco Inc. Ces contrats ont fait progresser le projet de façon considérable.

La Société a également été soumise à sa première expérience de révision environnementale en Arctique supérieur. En avril, il y eut des audiences publiques officielles relatives à la Demande à Resolute Bay, Arctique Bay, Grise Fiord et Pond Inlet devant la Commission fédérale d'évaluation environnementale (CEE). Plus tard dans l'année, le ministère de l'Environnement a annoncé qu'il considérerait le projet acceptable du point de vue environnemental, pourvu que certaines conditions soient remplies.

Les documents relatifs à la Demande originale déposée en 1979 auprès des organismes réglementaires fédéraux ont été retirés durant l'été de 1980 et remplacés par des documents plus complets et mis à jour.

Les associés du projet sont Petro-Canada (gestionnaire), 37,5 pour cent, la société albertaine Nova, 25 pour cent, Dome Petroleum Ltd., 20 pour cent, et Melville Shipping Ltd., 17,5 pour cent. A la fin de 1980, le Projet pilote de l'Arctique avait dépensé \$25 millions pour des travaux d'ingénierie préliminaires et d'évaluation du projet par rapport à l'intérêt public dont la part de Petro-Canada fut de \$10,9 millions.

Westcoast Transmission Co. Ltd.

La Société détient un intérêt de 35,2 pour cent dans Westcoast Transmission Co. Ltd., une société de transmission de gaz naturel qui exploite un réseau de gazoduc de 4 190 km en Colombie-Britannique. Par ailleurs, Westcoast détient 62 pour cent de Pacific Northern Gas Ltd.; et 50 pour cent de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., qui doit construire le gazoduc de gaz naturel de l'Alaska pour acheminer le gaz de l'Alaska vers les marchés du sud des Etats-Unis.

Projet Gaz polaire

L'intérêt de 25 pour cent de la Société dans le Projet Gaz polaire aide à appuyer les études économiques, environnementales et techniques qui sont faites pour déterminer la praticabilité d'un gazoduc à long terme conçu pour transporter le gaz naturel de l'Archipel arctique vers les marchés du sud du Canada et d'exportation.

Pipeline Trans-Québec et Maritimes

Petro-Canada dispose d'une option pour acquérir un intérêt de 10 pour cent dans le projet de Pipeline Trans-Québec et Maritimes, un projet d'acheminement du gaz naturel de l'ouest canadien vers les marchés du Québec et des Maritimes.

Au nom d'un consortium de cinq compagnies, Petro-Canada est également gestionnaire du projet pilote hautement prometteur du procédé de minage in-situ (MAIS) dans les gisements de sables pétroliers au nord de Fort McMurray. On a fructueusement foré trois puits à l'horizontale dans des sables pétroliers à des distances allant jusqu'à 460 mètres. Les puits ont été complétés et stimulés par la vapeur; la production du bitume a dépassé les attentes. Petro-Canada est d'avis que la perspective de cette approche pour une production commerciale in-situ devient maintenant des plus encourageantes.

Pétrole lourd

SHOP

Avec ses associés Gulf Canada Resources Inc. et Saskoil, Petro-Canada a entrepris des travaux préliminaires sur deux projets pilotes thermaux dans le champ Cactus Lake qui doit être géré par Petro-Canada.

sophistiqués.

procédés de récupération équipement, de pratiques et de requerra la mise au point d'un économique de ces ressources de la Saskatchewan et l'exploitation de pétrole lourd de l'Alberta et grande soit accordée aux ressources exigera qu'une importance plus La demande énergétique du Canada récupération du pétrole lourd, requise pour augmenter la lourd et à développer la technologie découvrir des gisements de pétrole proportion accrue de ses efforts à Petro-Canada consacre une

Muriel Lake

ces réservoirs.

capacité productrice à long terme de région reculée afin de déterminer la récupération de pétrole dans cette construction d'un puits de Weapons Range et on a commencé la immédiatement au nord du Air dans la section 40 d'un bloc situé de stimulation/vapeur sur un puits puits engagés. On a complété un test maintenant sur un nombre de 100 On a foré un total de 78 puits jusqu'à Primrose Lake Air Weapons Range. kilomètres carrés à l'intérieur du programme de 35 puits sur 505 Petro-Canada a poursuivi un Dans la région Primrose de l'Alberta,

Primrose

Ce projet est appelé Saskatchewan Heavy Oil Program (SHOP). L'exploitation du réservoir par combustion avançante. L'un des pilotes évaluera le potentiel du procédé de déplacement par la vapeur tandis que le second évaluera

KHOP

longue échelle.

évaluation la stimulation/vapeur comme mécanisme de récupération dans ce réservoir et pour déterminer la viabilité économique d'un projet à

Le projet de pétrole lourd de Kinsella (KHOP) gère par Petro-Canada au cours de 1980 est une entreprise Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA). C'est un projet en rendement des procédés de la stimulation/vapeur et de combustion avançante dans un réservoir mince. L'opération stimulation/vapeur a nécessité des modifications tandis que l'opération "air" se poursuit telle que conçue avec l'allumage dans le trou planifié pour mars 1981.

Charbon

Petro-Canada s'est préparée en 1980 à participer de façon importante à l'industrie houillère du Canada. A mesure que les produits pétroliers se raréfient et que leur coût à l'unité de production augmente énormément, le charbon va continuer d'accroître son importance comme source énergétique pour le Canada. Petro-Canada possède des intérêts considérables dans des propriétés de charbon non développées du nord-est de la Colombie-Britannique et du sud-ouest de l'Alberta. La Société a formé une nouvelle Division du charbon en 1980 afin de gérer et évaluer ses propriétés tout en mettant l'accent préliminaire sur l'exploration. Aux propriétés de Petro-Canada à Monkman Pass, en Colombie-Britannique, à 130 kilomètres au sud de Dawson Creek, on a complété les travaux d'exploration et d'ingénierie en 1980 afin de délimiter deux régions principales pour la production de charbon métallurgique. Les associés de ce projet à intérêt combiné de 50 pour cent sont Canadian Superior Oil Ltd. et McIntyre Mines Ltd. L'exploration de la mine de charbon de Kipp, située à 15 kilomètres au nord-ouest de Lethbridge, en Alberta, a permis la production d'un échantillon de 700 tonnes de charbon pour nettoyage avant de le tester pour Des études de praticabilité et d'économie, qui pourraient produire des ventes commerciales, ont débuté à la fin de 1980. Union Gas détient un intérêt de 20 pour cent dans cette propriété.

Sables pétrolières et pétrole lourd

Sables pétrolières

Canstar

Petro-Canada acquérait son intérêt dans le projet du gouvernement fédéral. L'investissement de la Société à la fin de l'année 1980 était de \$293,1 millions, dont \$10,2 millions ont été consacrés en 1980 à des projets d'exploitation en cours.

Alsands

La Société détient un intérêt de neuf pour cent dans le projet Alsands qui, une fois approuvé, sera la troisième usine de minage d'importance des sables pétrolières du Canada. Le projet produira 22 000 mètres cubes par jour de brut synthétique une fois que la construction planifiée pour 1987 sera terminée. A la fin de l'année, l'approbation du projet était retardée car il faut attendre la conclusion d'une entente entre les gouvernements du Canada et de l'Alberta.

Le Projet PCEJ

En 1980, Petro-Canada continuait son rôle de gestionnaire, au nom d'un consortium de quatre sociétés, du projet innovateur PCEJ, une usine pilote in-situ construite pour tester le procédé de récupération breveté de la vapeur, ainsi que le procédé de stimulation/vapeur dans des conditions de champs. Les associés du projet sont Petro-Canada, Canada Cities Service, Ltd., Esso Resources Canada Ltd., et Japan Canada Oil Sands Ltd.

La Phase 1, dont la construction a été complétée en 1980, implique les travaux de deux champs pilotes adjacents, à 40 kilomètres au sud de Fort McMurray (Alberta). Le projet pilote le plus important de préchauffage à l'électricité consiste en quatre puits électrodes spécialement conçus qui ont été forés pour transmettre un courant électrique dans le gisement des sables pétrolières afin de chauffer et réduire la viscosité du bitume.

Un pilote adjacent de stimulation/vapeur dans deux puits a également débuté en décembre 1980.

Le plus important nouvel élément de la stratégie de Petro-Canada relative aux sables pétrolières en 1980 a été l'initiation, en association avec la société albertaine Nova, de ce qui sera le quatrième projet de minage des sables pétrolières du Canada. Ce projet appelé Canstar sera la première usine des sables pétrolières contrôlée et exploitée par des Canadiens. Les travaux de 1980 ont porté sur la mise au point d'une organisation pour le projet, la conclusion d'ententes, la révision des technologies et l'initiation de programmes de forage pour l'évaluation des concessions. On a accordé une attention spéciale à la révision et à la mise au point de nouvelles technologies visant à améliorer les méthodes actuellement utilisées. Le calendrier du projet prévoit la soumission d'une demande auprès des autorités réglementaires à la fin de 1982 et le début des opérations du projet vers 1990.

Syncrude

La part de 12 pour cent de Petro-Canada dans l'usine de minage des sables pétrolières de Syncrude Canada Ltd. située près de Fort McMurray, en Alberta, a représenté des fonds importants pour la marge d'autofinancement de Petro-Canada en 1980. Au cours de la première année profitable d'exploitation du projet, la production a contribué 4,7 millions de mètres cubes de pétrole brut synthétique aux approvisionnements énergétiques du Canada — où la part de Petro-Canada était de 564 000 mètres cubes. En vertu d'une entente de prix conclue avec le Gouvernement du Canada en 1974, les participants de Syncrude ont reçu des prix mondiaux pour leur production de brut synthétique. Après déduction de la part de Petro-Canada des frais d'exploitation, la contribution nette de la marge d'autofinancement de la Société au projet a été de \$57,1 millions.

Le succès opérationnel du projet Syncrude au cours de sa deuxième année entière d'exploitation offre beaucoup d'encouragement aux possibilités d'exploitation future des sables pétrolières. C'est en 1976 que

Les ressources de sables pétrolières et de pétrole lourd du Canada sont vraiment considérables: on estime qu'elles excèdent 160 milliards de mètres cubes de pétrole en place dans les régions de l'Althabasca, Peace River, Cold Lake et Lloydminster en Alberta et en Saskatchewan.

Mais c'est dans les régions énergiques recuées qu'il reste surtout des sables pétrolières et du pétrole lourd. En dépit du succès des deux usines de minage des sables pétrolières et de plusieurs usines pilotes des sables pétrolières et de pétrole lourd déjà en exploitation, on reconnaît que la technologie requise pour la récupération et le traitement du bitume et du pétrole lourd en est encore dans son enfance. Il faudra des travaux de recherche considérables pour toutes les phases d'exploitation des sables pétrolières et du pétrole lourd. Dans la région minable, il faudra arriver à réduire les coûts du minage et à extraire le bitume du sable de façon plus efficace.

Dans les gisements plus profonds, il reste à construire le premier projet viable in-situ du pays. Et dans toutes les régions, le traitement ou la valorisation de la substance visqueuse et sulfurée nécessite un investissement et un perfectionnement considérables. Petro-Canada s'est fermement engagée à exploiter en temps opportun les réserves de sables pétrolières et de pétrole lourd du Canada comme l'un des premiers objectifs de sa politique, tout en utilisant au maximum l'expertise canadienne et en faisant bénéficier au maximum l'industrie canadienne. On a complété en 1980 un Centre de recherche de \$10 millions comme partie de cet engagement global.

L'usine pilote de Kinsella est un projet en deux phases pour tester des techniques de récupération.



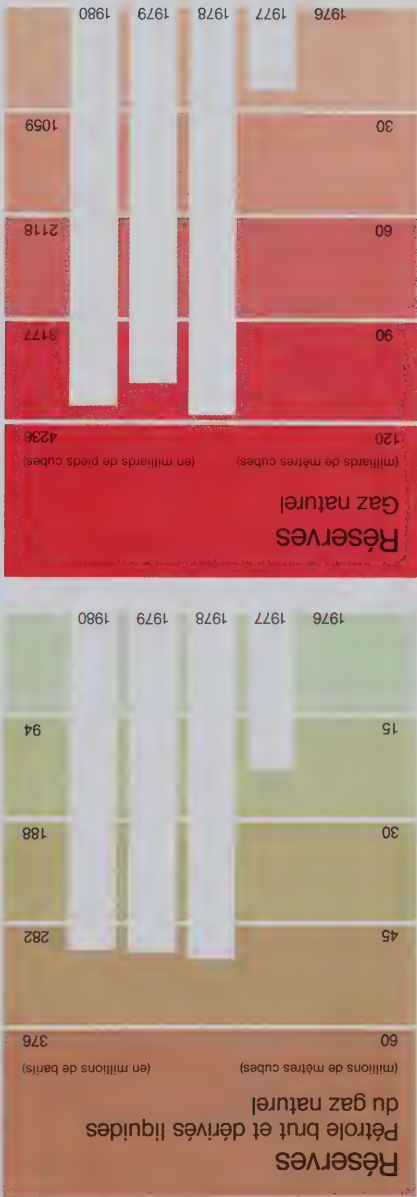
Sur la côte Est, les difficiles conditions environnementales qui prévalent au large des côtes du Labrador requièrent un équipement spécialisé et sophistiqué, bien difficile à obtenir sur une base saisonnière limitée. Afin de s'assurer un tel équipement pour la saison 1981, Petro-Canada s'est engagée en 1980 à un total de quatre plates-formes de forage de positionnement dynamique et à une unité de semi-submersible automotrice par contrats à long terme. Cet équipement est assigné à d'autres sociétés à travers le monde en dehors de la saison canadienne.

Petro-Canada s'est également engagée à participer à 50% à une entreprise conjointe avec Sedco Inc. afin de construire une plate-forme de forage semi-submersible de positionnement dynamique pour le large. Cette plate-forme à un coût total évalué à environ \$150 millions est sous contrat à Petro-Canada pour cinq ans afin d'augmenter la capacité d'exploration au large de la Société.

La Direction de Petro-Canada est d'avis qu'une autre plate-forme de forage semi-submersible sera nécessaire pour son programme de la côte Est à long terme. Au cours de 1980, la Société a donc invité des entrepreneurs de forage privés canadiens à soumettre des propositions relatives au design, à la construction et aux opérations d'un nouveau navire dont la Société partagerait la propriété et un contrat à long terme afin de fournir le stimulant financier nécessaire au projet.



Le forage d'exploitation de Brazeau River a été l'un des nombreux secteurs importants d'activité.



Forage d'exploitation

Petro-Canada a poursuivi un programme agressif de forage d'exploitation en 1980 afin de maintenir la capacité de production et pour ajouter aux réserves. La Société a participé aux travaux de 285 puits bruts d'exploitation de pétrole et de gaz. De ce nombre, 266 puits bruts ont été complétés comme producteurs de pétrole et de gaz.

Les principales régions d'activité comprennent le gisement de pétrole lourd de Cactus Lake, où l'on a foré 69 puits pour exploiter une découverte antérieure; Ulukuma, où le forage d'exploitation continu a ajouté quatre puits de pétrole au gisement total; Brazeau River (West Pembina), où l'on a complété trois puits de gaz et deux puits de pétrole à mesure que la région continue de remplir ses promesses; la région Medicine Hat/Alderson du sud-est de l'Alberta, où l'on a foré 56 puits de gaz de remplissage et Olaj, dans la vallée de Grizzly Valley du nord-est de la Colombie-Britannique, où l'on a foré un puits d'exploitation fructueux.

(Colombie-Britannique).

En tout, Petro-Canada a participé au forage de 501 puits de pétrole et de gaz dans l'Ouest du Canada en 1980 où Petro-Canada était gestionnaire de 327 puits. Ce total incluait 176 puits exploratoires (94 forés par Petro-Canada), 188 puits d'exploitation classique (105 forés par Petro-Canada), 97 puits d'exploitation de pétrole lourd (88 forés par Petro-Canada), et 40 puits de sables pétroliers forés par Petro-Canada.

Installations de traitement pour le pétrole et le gaz

Petro-Canada entreprenait en 1980 un programme d'investissement important avec un capital accru dans le but d'ajouter des installations nouvelles pour la production de pétrole et de gaz. La Société a

Division de forage

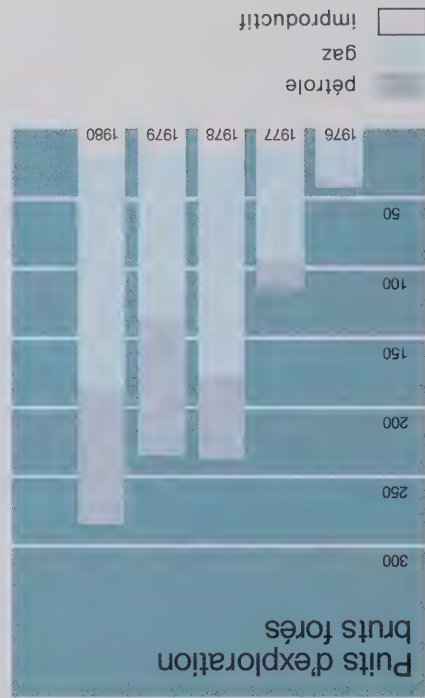
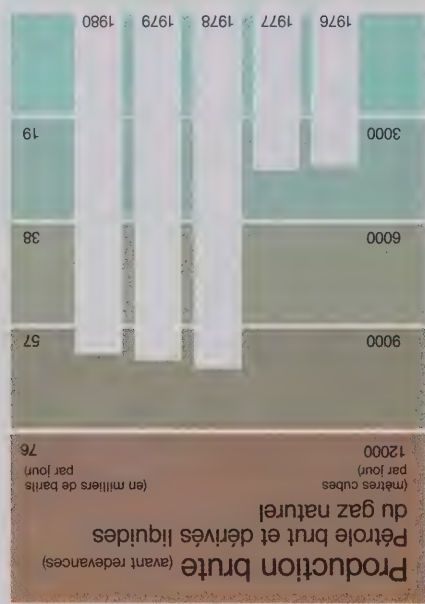
également mis l'accent sur les installations de valorisation et sur le remplacement des vieilles installations. On a entrepris une construction majeure à Brazeau où des installations d'injection par déplacement miscible à haute pression ont été complétées pour desservir trois des gisements de la région par Petro-Canada. L'injection dans deux de ces gisements a débuté en 1980. On a complété en 1980 les installations de compression au champ Yoyo, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi que la construction des installations de recyclage des gaz dans le champ Kaybob. Ce dernier équipement permettra le recyclage d'un réservoir de gaz à condensat élevé qui produira de nouvelles ventes de gaz naturel et de gaz liquide de pétrole. A Ulukuma, on a complété une expansion majeure des installations de maintenance de pétrole et de gaz de solution, ce qui a permis une hausse substantielle de la production depuis ce champ pétrolier hautement profitable mais complexe du point de vue géologique où l'on a fait de l'exploitation pendant plusieurs années.

Production, réserves et exploitation

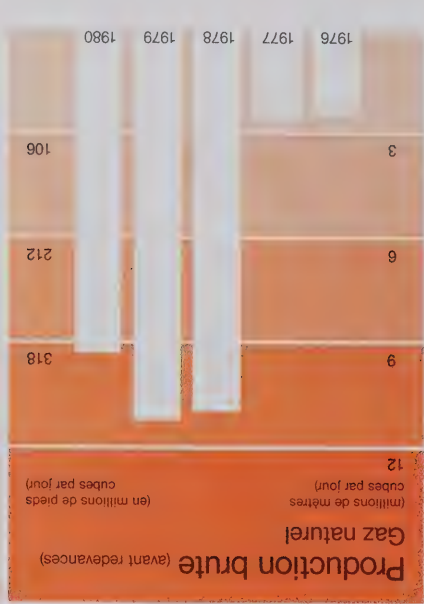
Production

Petro-Canada continue d'être un producteur important de pétrole et de gaz naturel au Canada. La Société a produit durant 1980 une moyenne de 9 924 mètres cubes quotidiens de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel, alors que la production quotidienne moyenne de gaz naturel était de 9 326 mètres cubes. La part de la production de Petro-Canada de l'usine Syncrude Canada Ltd. a totalisé une moyenne de 1 545 mètres cubes par jour.

Les niveaux de production étaient plus bas que ceux qu'on a rapportés en 1979. La production de pétrole et des dérivés liquides du gaz naturel a été réduite de 11 pour cent par suite de la réduction des marchés pour le pétrole lourd et de la proration de la production de pétrole brut léger et moyen. La production de gaz a décliné de 19 pour cent par suite de la baisse sérieuse dans la demande d'exportation, particulièrement en Colombie-Britannique où la Société produisait environ 50 pour cent de son gaz dans le passé.



Réserves



Au 31 décembre 1980, les réserves prouvées de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel de Petro-Canada étaient de 48,7 millions de mètres cubes. La Société a produit 3,6 millions de mètres cubes de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel durant 1980. Les additions et les révisions aux réserves ont totalisé 3,5 millions de mètres cubes, soit une baisse nette de 0,1 million de mètres cubes dans les réserves.

Quant au gaz naturel, les réserves prouvées au 31 décembre 1980 sont demeurées à 15,4 milliards de mètres cubes. La production a été de 3,4 milliards de mètres cubes en 1980. Les additions et les révisions nettes aux réserves ont totalisé 11,0 milliards de mètres cubes, ce qui a fait que la Société a ajouté 7,9 milliards de mètres cubes nets à ses réserves de gaz naturel en 1980.

Ces chiffres représentent les réserves classiques prouvées qu'on a estimées et n'incluent pas la part de Petro-Canada dans les réserves de Syncrude ou dans les réserves qui peuvent être attribuées à des régions étrangères ou recuées.

L'exploitation des champs dans les régions de pétrole lourd ne représente qu'une des régions recuées du Canada où se fait l'exploitation.



Dans le secteur norvégien de la mer du Nord, une nouvelle découverte substantielle de pétrole a été faite dans un bloc de 500 kilomètres carrés où la Société détient un intérêt net de cinq pour cent. On planifie pour 1981 d'autres relevés sismiques ainsi qu'un puits complémentaire dans ce bloc situé dans une région qui n'avait jamais été explorée.

En Espagne, nos intérêts incluent le champ productif Casablanca et la participation au projet voisin El Centro. Le champ Casablanca a été raccordé au rivage par gazoduc au cours de 1980 et à la fin de l'année, il produisait 2 700 mètres cubes par jour. Petro-Canada a un intérêt de 7,58 pour cent dans ce champ.

En Extrême-Orient, la Société a participé et complété sept programmes sismiques importants dans des régions situées au large de la République populaire de Chine. Les interprétations finales de l'un des sept blocs ont été complétées en 1980; l'évaluation des six blocs qui restent se poursuivait à la fin de l'année.

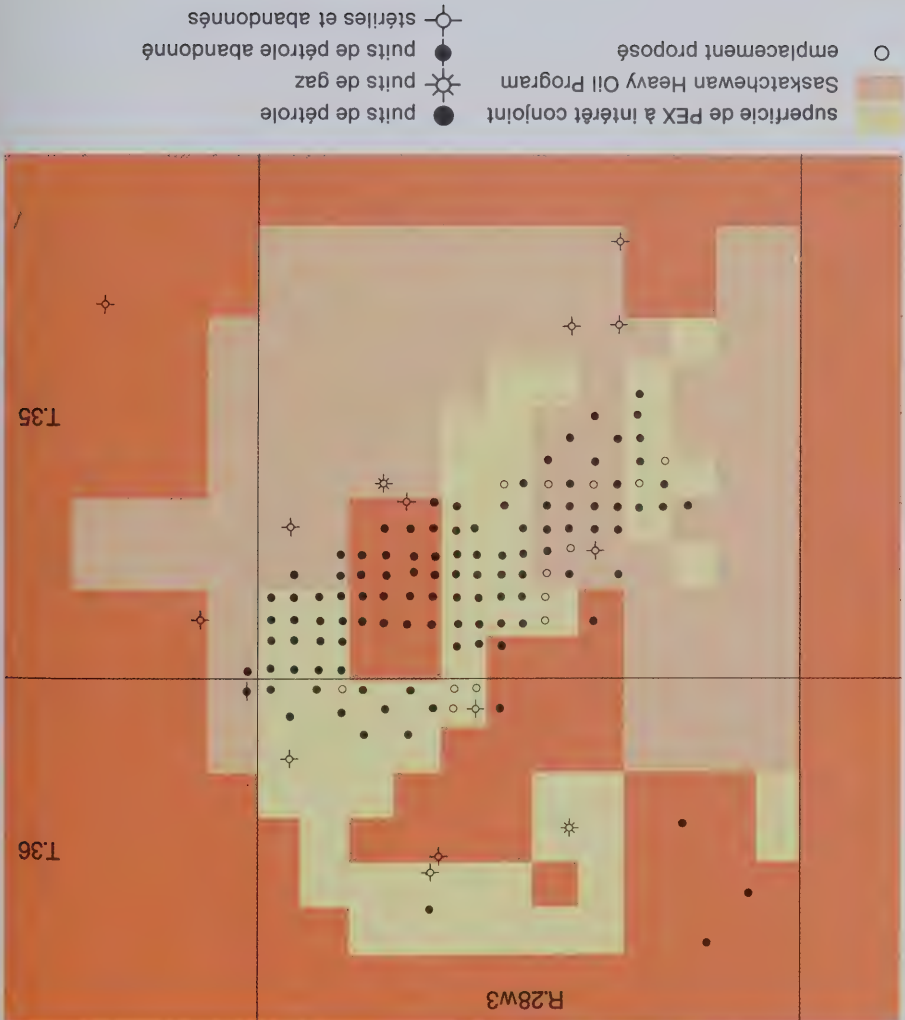
Le gisement Casablanca, raccordé au rivage au cours de 1980, fut foré avec le Bideford Dolphin.



Un autre secteur important de succès en 1980 a été l'addition aux réserves de pétrole lourd de Petro-Canada qu'on a obtenue dans la région Cactus Lake (Saskatchewan). Ce gisement, qu'on estime à 29 millions de mètres cubes de pétrole, représente l'un des plus importants nouveaux développements de pétrole lourd du Canada. Petro-Canada gère le Projet Cactus Lake avec Gulf Canada Resources Inc. et Saskatchewan Oil and Gas Corporation (Saskoil) comme associés. Bien que d'une qualité moins élevée que les réserves plus petites qui restent de pétrole léger classique, les nouvelles réserves de pétrole lourd sont également d'une grande importance pour le développement de l'approvisionnement du Canada à moyen et à long terme.

Petro-Canada a également poursuivi son programme équilibré d'acquisition de terres dans l'Ouest du Canada au cours de 1980. Les nouvelles acquisitions ont presque compensé les pertes de terres dues aux sélections de concessions, aux remises et aux expirations. A la fin de l'année, la Société détenait 4 925 512 hectares bruts de terres et 2 399 669 hectares nets.

Réservoir pétrolier Cactus Lake



Le programme continu d'exploration agressive dans l'Ouest du Canada de Petro-Canada a rapporté des additions importantes de réserves au cours de 1980 et la promesse d'additions ultérieures en 1981 par suite des travaux de forage et des acquisitions de terres réalisées en 1980.

La Société a participé au forage de 176 puits exploratoires, dont 73 furent des puits de gaz fructueux; 40 des puits de pétrole; 56 furent stériles et on les abandonna tandis que sept puits ont été suspendus en attendant l'évaluation. Petro-Canada fut le gestionnaire de 94 des 176 puits exploratoires.

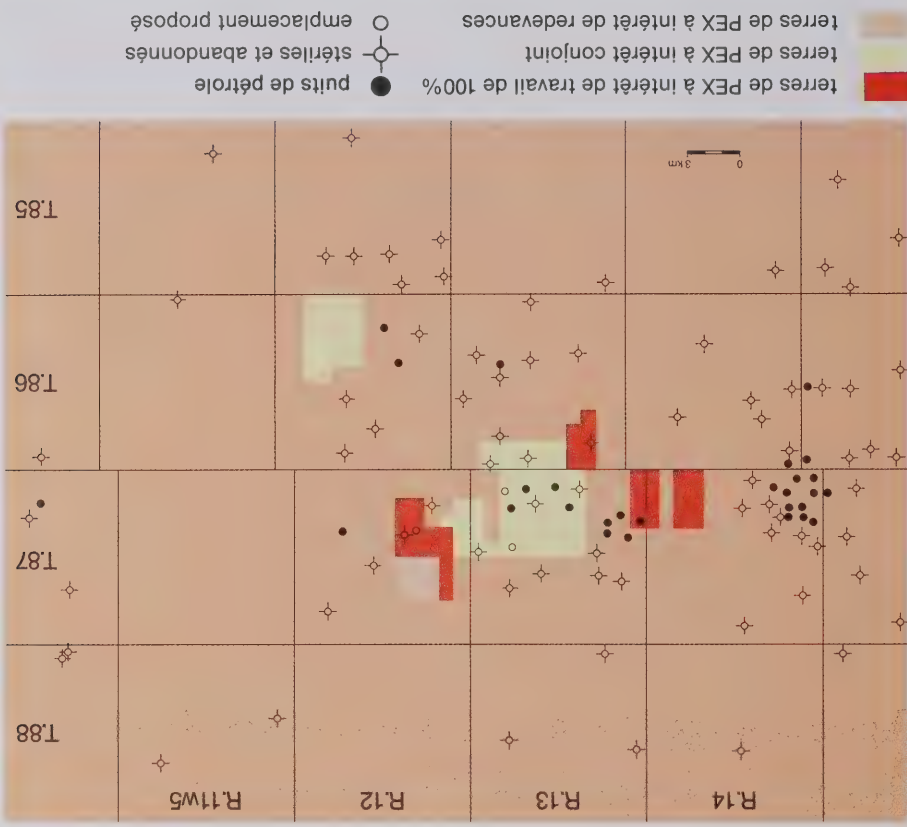
Deux des régions où Petro-Canada a participé à la découverte de nouvelles réserves pétrolières en 1980 ont été la région Golden de Peace River Arch en Alberta, où l'on a découvert du pétrole léger classique, et la région Cactus Lake en Saskatchewan, où l'on a trouvé du pétrole lourd.

La découverte de Golden est typique de ce que la Direction de Petro-Canada croit être représentatif des réserves de pétrole léger classiques qui restent dans le sol. Les réserves de Petro-Canada suggèrent qu'il reste d'importants volumes de pétrole de cette qualité à découvrir dans l'Ouest du Canada. Toutefois, les additions de réserves auraient tendance à se concentrer dans des champs relativement petits qui nécessiteront un niveau de forage réserves sont d'une importance particulière pour le Canada non seulement à cause de leur haute qualité, mais aussi à cause de leur disponibilité immédiate pour le marché canadien — avant que l'on ne puisse mettre en service la production des réserves des régions reculées et la nouvelle production des sables pétrolières.



■ Les régions clefs de 1980

Région Golden Lake



Comme partie du groupe d'exploration des îles de l'Arctique (AIEG) géré par Panarctic Oils Ltd., Petro-Canada a participé au forage de trois puits du bassin Sverdrup des îles de l'Arctique au cours de 1980. À la fin de l'année, Petro-Canada possédait 45 pour cent de Panarctic Oils Ltd.

Le puits Whitefish 2H-63 foré depuis la même plate-forme de forage que la découverte de gaz Whitefish H-63 de 1979, a pleinement évalué la découverte de l'année précédente. Le puits a été foré à une profondeur totale de 3 003 mètres et a révélé un débit maximum de gaz de 1,2 millions de mètres cubes par jour depuis trois zones séparées. On croit maintenant que la structure Whitefish contient environ 64,5 milliards de mètres cubes de gaz et cette découverte représente un pas significatif dans l'exploration d'hydrocarbures des îles de l'Arctique du Canada.

Un autre forage réussi de 1980 a été celui de Char G-07, foré à 42 kilomètres au sud-est de l'île King Christian. Foré à une profondeur totale de 2 180 mètres, la couche principale a produit un écoulement de gaz allant jusqu'à 0,51 million de mètres cubes par jour et l'on a découvert un nouveau champ de gaz au large comparable en dimension à d'autres gisements de gaz de la région.

On a abandonné un troisième puits, Balaena D-58, foré à 16 kilomètres au sud-est du champ gazéifère de King Christian. Toutefois, on a découvert des traces de pétrole dans les puits Balaena et Char.

Les travaux de 1980 sur la structure Whitefish située dans l'Arctique du Canada ont évalué encore mieux l'importante découverte de 1979.





Le Projet Labrador

années 1990.

Ces résultats représentent un événement extrêmement important pour le Canada vers la réalisation de son autosuffisance en production pétrolière pour le début des années 1990.

Un des événements importants de 1980 a été l'entrée en scène de Petro-Canada comme gestionnaire du Projet Labrador. Un fructueux programme d'exploitation où l'on a utilisé trois plates-formes de forage de positionnement dynamique a produit le forage et la complétion de trois puits exploratoires de reconnaissance ainsi que le forage par battage de deux autres puits comme partie d'un programme d'exploration à long terme au large du Labrador. Les puits abandonnés sont Gilbert F-53, foré par battage en 1979; Roberval C-02, foré pour évaluer la découverte d'hydrocarbures indiquée de Roberval K-92, et Ogmund F-72. Les deux puits forés par battage en 1981 (et les programmes de forage subséquents) sont Leif North I-05 et North Bjarni F-06. De plus, des travaux de test ont débuté à la découverte Total Eastcan et al Bjarni 0-82 de 1979 mais on n'a pu compléter le test à cause du mauvais temps à la fin de la saison de forage.

Pour mener à bien les travaux du Programme Labrador, Petro-Canada réunissait en 1980 une équipe de spécialistes hautement qualifiés, expérimentés dans les projets internationaux d'exploration qui se font au large des côtes. Le Programme Labrador a été complété de façon fructueuse sans délai majeur et à des coûts bien en dedans du budget.

Le détroit de Davis

Les puits Hekja 0-71, qui indiquait des hydrocarbures en 1979, a été approfondi à l'objectif visé durant 1980, puis testé et réussi comme puits de gaz. Le Programme Hekja a été géré par Aquitaine Company of Canada Ltd. Petro-Canada a participé à 25 pour cent des dépenses afin d'acquiescent un intérêt de 15 pour cent dans 80 000 kilomètres carrés de concessions sous permis. Petro-Canada a remis une partie de ses intérêts dans le programme à deux compagnies

Exploration

La côte Est

Le Grand Banc

Les succès les plus importants d'exploration dans les régions reculées en 1980 ont été les deux puits de délimitation encourageants d'Hibernia ainsi que la découverte possible d'un second champ pétrolier à Ben Nevis dans le même bassin sédimentaire d'Hibernia. Il est très encourageant de découvrir une combinaison de zones et de réservoirs multiples d'une capacité élevée de production de pétrole de haute qualité. A Hibernia, la Société a foré deux puits fructueux de délimitation, Mobil et al Hibernia 0-35, et Mobil et al Hibernia B-08 pour exploiter le puits découvert en 1979, Chevron et al Hibernia P-15. Le puits B-08, considéré comme le plus productif jamais foré sur la structure, a prouvé davantage que le champ Hibernia pourrait bien être commercialement rentable. Bien que complexe du point de vue structural et stratigraphique, ce champ doit être davantage foré si l'on veut évaluer sa dimension et établir les caractéristiques de production de ces réservoirs. A la fin de l'année, on forait un troisième puits de délimitation, Hibernia G-55, abandonné par la suite.

On a testé le puits Ben Nevis I-45 pour obtenir du pétrole et du gaz depuis des zones séparées. Un autre puits exploratoire à Mobil et al South Tempest G-88 a été foré à la fin de l'année dans un champ prometteur situé à l'est du sous-bassin Avalon. Il faudra des tests de production pour évaluer la couche qui a été pénétrée.

Le temps lourd, typique du temps au large, enveloppe l'un des navires de forage utilisés dans le programme d'exploration de Petro-Canada sur la côte Est.





Perspectives

d'avenir

- dans la poursuite de toutes ces activités, n'a cessé d'appliquer les normes les plus élevées de l'étude et de la protection de l'environnement et d'entretenir des relations constantes avec les milieux concernés.

En février 1981, après la fin de l'exercice financier de 1980, Petro-Canada a pris une décision importante qui va renforcer à l'avenir sa capacité de relever les défis du développement de nouveaux approvisionnements énergétiques. Petro-Canada a fait

une offre pour acheter tout l'actif et assumer tout le passif de Petrofina Canada Inc. pour un montant total initial de \$1,46 milliard. Si la

transaction est approuvée par le Conseil d'administration et les actionnaires de Petrofina Canada Inc., Petro-Canada aura fait

l'acquisition d'une capacité de production additionnelle de 3 320 mètres cubes par jour de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel avant redévances; d'une capacité

quotidienne de 2 millions de mètres cubes de gaz naturel avant redévances; d'un intérêt additionnel de cinq pour cent dans l'usine

Syncrude; d'un intérêt additionnel de huit pour cent dans le projet Alсандs; d'une raffinerie de 13 500 mètres cubes par jour à Montréal

ainsi que de 932 postes d'essence en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Ecosse et dans l'île-du-Prince-Edouard.

La marge d'autofinancement et le potentiel de fonctionnement de Petro-Canada seront sensiblement renforcés par l'apport de l'actif réalisable de Petrofina. La valeur des propriétés acquises va augmenter rapidement avec la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel et les bénéfices de ces propriétés auront tôt fait d'en dépasser le coût. Les recettes que ces actifs engendreront à l'avenir profiteront entièrement aux Canadiens en tant que propriétaires de Petro-Canada et serviront à financer les projets de développement de

Le Programme énergétique national

Petro-Canada dans les régions reculées et dans les sables pétroliers.

Dans le domaine de la vente au détail, les installations de Petrofina vont compléter celles que Petro-Canada possède déjà dans les marchés de l'Ouest. Ni l'une ni l'autre des deux compagnies ne contrôle actuellement une forte proportion de son marché. Mais ensemble, les deux chaînes vont permettre aux Canadiens d'acheter de l'essence de Petro-Canada d'un bout à l'autre du pays. L'expérience acquise dans l'Ouest permettra à Petro-Canada d'exploiter le réseau de Petrofina de façon très profitable.

Le Programme énergétique national (PEN), projet de loi qui est censé être adopté en 1981, aura des répercussions importantes sur la situation financière et sur le fonctionnement de Petro-Canada. S'il est approuvé par le Parlement, le programme offrira des stimulants considérables, surtout aux investisseurs canadiens, pour l'exploration en régions éloignées, pour le développement des sables pétroliers et pour le traitement du pétrole lourd. Il aura donc pour effet d'augmenter sensiblement le nombre des compagnies canadiennes qui voudront s'engager dans ces domaines. Pour Petro-Canada qui est déjà très engagée dans l'exploration des régions reculées, qui s'est spécialisée dans les techniques d'extraction et qui possède de vastes droits territoriaux, le programme aura pour effet d'augmenter considérablement le nombre des possibilités d'entreprises communes que la Société pourra envisager. Un tel apport de nouveaux associés et de capital aidera beaucoup Petro-Canada dans la poursuite des objectifs d'approvisionnement du Canada, mais augmentera d'autant les niveaux d'activités de la Société et taxera davantage ses ressources et son personnel.

Du point de vue financier, les augmentations d'impôt prévues dans le programme auront pour effet de réduire la marge d'autofinancement provenant de l'exploitation de la Société d'environ 25%.

Toutefois, à cause des investissements considérables de Petro-Canada dans les régions reculées et dans les sables pétroliers et à cause de son statut de propriété canadienne à 100%, les allocations de stimulation envisagées selon le Programme d'encouragements pétroliers seront supérieures à la réduction de la marge d'autofinancement provenant de l'exploitation, ce qui donnera une hausse nette de 23% des fonds disponibles à l'investissement en 1981, en comparaison des prévisions antérieures au Programme énergétique national. Dans les années à venir, l'augmentation des prix du pétrole en vertu du programme contribuera à augmenter encore davantage la marge d'autofinancement de la Société, ce qui lui permettra d'accommoder l'accélération du rythme d'activité.

Le Programme énergétique canadien stipule aussi que le Gouvernement du Canada conservera un intérêt reporté de 25% dans tous les territoires qui sont sous juridiction fédérale plutôt que provinciale. Cet intérêt reporté pourra bénéficier à Petro-Canada ou à toute autre société de la Couronne et devra être converti en un intérêt de travail de 25% avant d'être engagé sous forme de dépenses d'exploitation. Si Petro-Canada a l'occasion de bénéficier de l'intérêt des investisseurs canadiens, pour les régions éloignées, cet intérêt contribuera sensiblement à élargir l'approvisionnement en ressources de la Société et à satisfaire à ses besoins de financement. Dans le cas des propriétés productrices, la conversion de l'intérêt en intérêt de travail donnera au public canadien des occasions exceptionnelles de participer au développement des ressources du Canada et garantira que les découvertes profiteront

Faits saillants de 1980

Les événements de l'année

Les douze mois de 1980 ont été parmi les plus stimulants et les plus mouvementés de l'existence de Petro-Canada.

La Société a reçu au cours de l'année le mandat renouvelé de poursuivre ses entreprises d'exploration et de développement dans les régions éloignées et dans les sables pétroliers, appuyée par la vigueur et le succès financier de ses opérations en exploration, production et marketing dans l'Ouest canadien.

Le personnel de la Société a été extrêmement encouragé du fait que Petro-Canada a pu au cours de 1980 se lancer à fond de train dans tous ses projets de développement. Le mandat renouvelé a donné le feu vert à toutes sortes d'activités vigoureuses et concurrentielles comme les forages d'exploration en mer, au large du Labrador, et l'expansion des installations de production dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

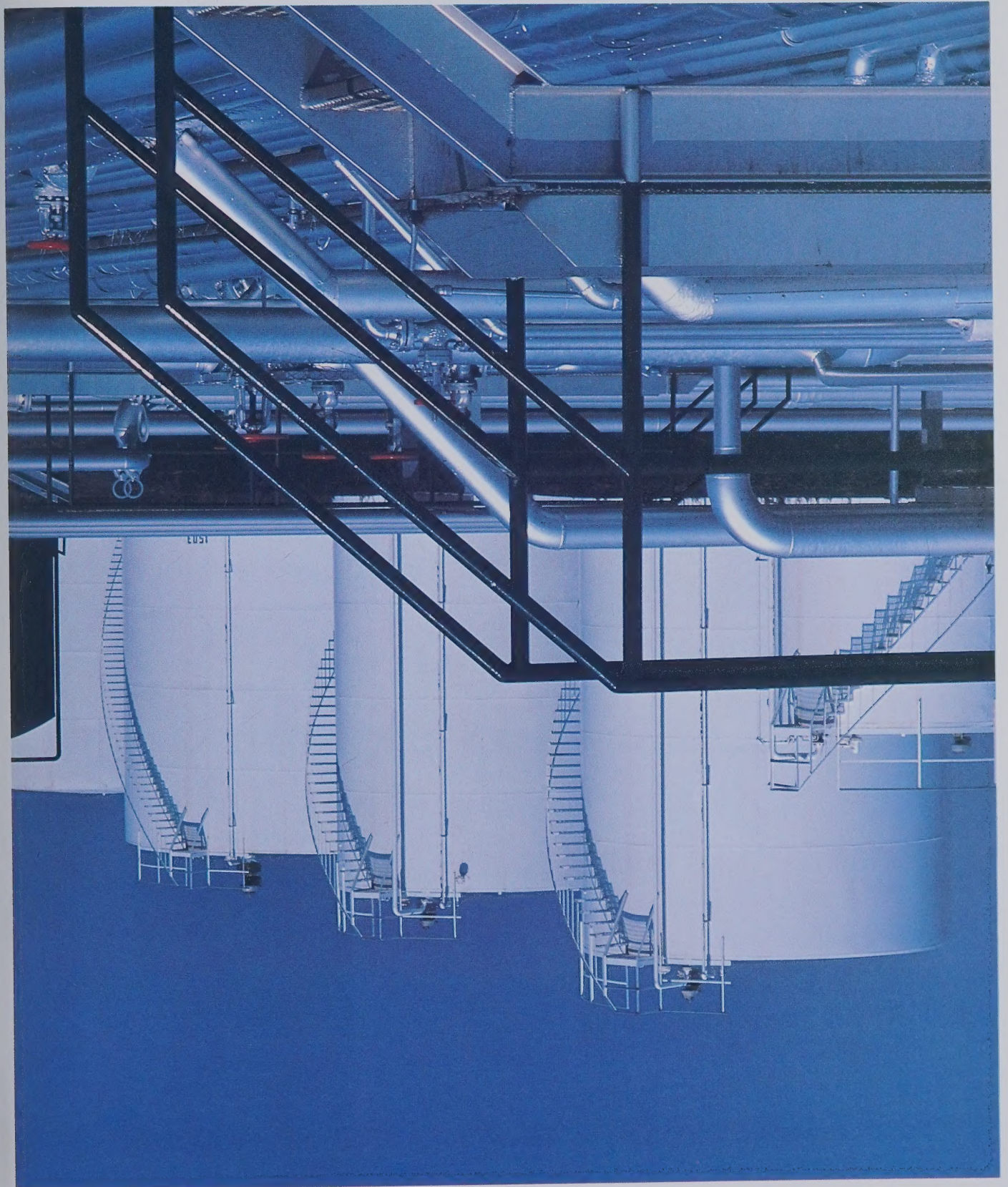
Par ailleurs, Petro-Canada a continué à pouvoir retenir les services des experts les plus chevronnés de l'industrie du pétrole au Canada et dans le monde. C'est ainsi que Petro-Canada a réussi, moins de cinq ans après sa fondation, à constituer une équipe hors pair de professionnels de l'industrie pétrolière dont le Canada a raison de s'enorgueillir.

Résultats financiers

En ce qui a trait au financement, la Société a continué, au cours de 1980, à produire suffisamment de bénéfices

L'exploration a joué un rôle important dans les activités de la Société dans l'Ouest du Canada.
Parc de stockage à la raffinerie Taylor (Colombie-Britannique).





Le 31 mars 1981

L'honorable Marc Lalonde, C.P., député
Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources du Canada
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

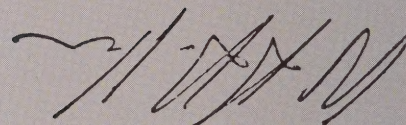
Monsieur le ministre,

Il me fait plaisir de vous présenter, au nom du Conseil d'administration, le rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice financier qui s'est terminé le 31 décembre 1980.

Selon les directives de la Loi sur l'administration financière, le rapport inclut le bilan consolidé et les divers états s'y rapportant, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Vous agréer, Monsieur le ministre, l'expression de mes sentiments les plus distingués.

Le Président du
Conseil d'administration et
directeur général,



Wilbert H. Hopper

Conseil d'administration

Wilbert H. Hopper
Président du Conseil d'administration et directeur général
Petro-Canada
Calgary

Donald S. Harvie
Vice-président du Conseil d'administration
Petro-Canada
Président
The Devonian Group of Charitable Foundations
Calgary

Marshall A. Cohen
Sous-ministre
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa

J.-Claude Hébert
Conseiller en affaires
Montréal

Andrew Janisch
Président et directeur général
Opérations
Petro-Canada
Calgary

David McD. Mann
Associé
Cox, Downie, Nunn and Goodfellow
Halifax

Thomas K. Shoyama
Professeur
Victoria

Ian A. Stewart
Sous-ministre
Ministère des Finances
Ottawa

Paul M. Tellier
Sous-ministre
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Ottawa

Cadres supérieurs

Wilbert H. Hopper
Président du Conseil d'administration et directeur général

Andrew Janisch
Président et directeur général
Opérations

Joel I. Bell
Premier vice-président
Finances et Planification

Sam Stewart
Premier vice-président
Développement Athabasca

Donald M. Wolcott
Premier vice-président
Produits pétroliers et Développement

Robert A. Meneley
Vice-président de groupe
Exploration

James M. Stanford
Vice-président de groupe
Production

V. Glenn Sundstrom
Vice-président de groupe
Marketing et Fabrication

Kenneth G. Donald
Vice-président
Charbon

Fred B. Grant
Trésorier

Stephen D. Lathrop
Vice-président
Fabrication

William Morrow
Vice-président et contrôleur

David P. O'Brien
Vice-président et conseil général

James C. Scott
Vice-président
Exploration - Secteur international

Siège social

James Scurr
Vice-président
Ressources humaines et Administration corporative
Robert S. Vincent
Vice-président
Mise au point, Marketing

Boîte postale 2844
Calgary, Alberta
T2P 3E3
403-232-8000
Télex: 03825753

Filiale principale
Petro-Canada Exploration Inc.

Vérificateurs

Peat, Marwick, Mitchell & Cie
Calgary, Alberta
Canada



Paul FYI
RFB

